

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования

«Оренбургский государственный университет»

Л.Д. Савинкова

ОСНОВЫ ПОДЗЕМНОЙ НЕФТЕГАЗОГИДРОМЕХАНИКИ

Рекомендовано к изданию ученым советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по программам высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология

Оренбург
2017

УДК 532.5:622. (075.8)
ББК 26.325.31
С 13

Рецензент –
Отделение ЭСТТ и АТП Оренбургского филиала Российского
государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина в г.
Оренбурге,
кандидат технических наук, доцент В.Г. Мухтаров

С13 **Савинкова, Л.Д.**
Основы подземной нефтегазогидромеханики: учебное пособие/
Л. Д. Савинкова; Оренбургский гос.ун-т. – Оренбург, 2017. –176 с.
ISBN 978-5-7410-1687-9

В учебном пособии рассмотрены некоторые аспекты теории нефтегазовой гидромеханики: физические основы подземной гидромеханики, основные уравнения теории фильтрации, в том числе закон Дарси, основные вопросы теории установившейся однофазной фильтрации флюидов в пористых и трещиноватых коллекторах. Исследованы вопросы установившейся и неуставившейся одномерной фильтрации жидкости и газа, методы плоских течений, основы фильтрации неньютоновских жидкостей. Рассмотрено понятие установившейся потенциальной двухмерной фильтрации, в том числе метод суперпозиции потенциалов, метод эквивалентных сопротивлений и приток к скважине при различных режимах фильтрации.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по программе высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология, профиля «Геология нефти и газа», а также специалистов нефтегазового дела.

УДК 532.5:622. (075.8)
ББК 26.325.31

ISBN 978-5-7410-1687-9

©Савинкова Л.Д., 2017
©ОГУ, 2017

Содержание

	Условные размерности и обозначения	5
	Введение	8
1	Физические основы подземной гидромеханики	10
1. 1	Понятие моделирования	10
1. 2	Модели фильтрационного течения, флюидов и коллекторов	12
1. 2. 1	Модели фильтрационного течения	12
1. 2. 2	Модели флюидов	13
1. 2. 3	Модели коллекторов	14
1. 2. 4	Характеристики коллекторов	17
1. 2. 5	Задачи и вопросы усвоения информации	28
2	Дифференциальные уравнения фильтрации	30
2. 1	Скорость фильтрации	31
2. 2	Общая система уравнений фильтрации	32
2. 3	Линейный закон фильтрации Дарси	37
2. 3. 1	Пористая среда	39
2. 3. 2	Трещинная среда	49
2. 4	Уравнение потенциального движения для пористой среды	50
2. 5	Уравнение фильтрации для трещинно-пористой среды	50
2. 6	Начальные и граничные условия	52
2. 7	Замыкающие соотношения	54
2. 7. 1	Зависимость плотности от давления	54
2. 7. 2	Зависимость вязкости от давления	56
2. 7. 3	Зависимость пористости от давления	57
2. 7. 4	Зависимость проницаемости от давления	57
2. 7. 5	Задачи и вопросы усвоения информации	59
3	Установившаяся потенциальная одномерная фильтрация	63
3. 1	Виды одномерных потоков	63
3. 1. 1	Прямолинейно-параллельный поток	64
3. 1. 2	Плоско-радиальный поток	66
3. 1. 3	Радиально-сферический поток	68
3. 2	Исследование одномерных течений	69
3. 2. 1	Задачи исследования	69
3. 2. 2	Общее дифференциальное уравнение	69
3. 2. 3	Потенциальные функции	72
3. 2. 4	Анализ основных видов одномерных потоков	74
3. 2. 5	Анализ одномерных потоков при нелинейных законах фильтрации	82
3. 3	Фильтрации в неоднородных средах	86
3. 4	Приток к несовершенной скважине	88
3. 4. 1	Виды и параметры несовершенств скважин	88
3. 4. 2	Исследование притока жидкости к несовершенной скважине	90
3. 5	Влияние радиуса скважины на ее производительность	93
3. 6	Задачи и вопросы усвоения информации	95
4	Нестационарная фильтрация жидкости и газа	100
4. 1	Упругая жидкость	100

4.	1.	1	Понятие об упругом режиме пласта	100
4.	1.	2	Основные параметры теории упругого режима	101
4.	1.	3	Уравнение пьезопроводности	102
4.	1.	4	Приток к скважине в пласте неограниченных размеров	103
4.	1.	5	Приток к скважине в пласте конечных размеров в условиях упруговодонапорного и замкнутоупругого режимов	107
4.	1.	6	Периодически работающая скважина	109
4.	1	7	Определение коллекторских свойств пласта по данным исследования скважин нестационарными методами	110
4.	2		Приближенные методы решения задач теории упругого режима	112
4.	2.	1	Метод последовательной смены стационарных состояний(ПССС)	112
4.	2.	2	Метод А.М. Пирвердяна	114
4.	2.	3	Метод «усреднения»	116
4.	3		Неустановившаяся фильтрация газа в пористой среде	117
4.	3.	1	Уравнение Лейбензона	117
4.	4		Задачи и вопросы усвоения информации	120
5			Основы фильтрации неньютоновских жидкостей	124
5.	1		Реологические модели фильтрующихся жидкостей и нелинейные законы фильтрации	124
5.	2		Одномерные задачи фильтрации вязкопластичной жидкости	127
5.	3		Образование застойных зон при вытеснении нефти водой	129
			Вопросы для самопроверки	130
6			Установившаяся потенциальная плоская (двухмерная) фильтрация	131
6.	1		Метод суперпозиции (потенциалов)	132
6.	1.	1	Фильтрационный поток от нагнетательной скважины к эксплуатационной	134
6.	1.	2	Приток к группе скважин с удаленным контуром питания	136
6.	1.	3	Приток к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания	137
6.	1.	4	Приток к скважине, расположенной вблизи непроницаемой прямолинейной границы	138
6.	1.	5	Приток к скважине в пласте с произвольным контуром питания	138
6.	1.	6	Приток к бесконечным цепочкам и кольцевым батареям скважин	139
6.	2		Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений (метод Борисова)	145
6.	3		Задачи и вопросы усвоения информации	149
7			Глоссарий основных понятий	152
			Список использованных источников	173

Условные размерности и обозначения

Таблица 1 – Условные размерности и обозначения

Обозначение	Название	Размерности		Соотношение
		СИ	ТС	
1	2	3	4	5
B	ширина пласта	м	см	
dэ	эффективный диаметр	м	см	1м=100см
g	ускорение свободного падения	м/с ²	см/с ²	g=γ/ρ
G, Qm	массовый расход (дебит)	кг/с	Кг/с	G=Q*ρ
f0	параметр Фурье для призабойной зоны			f0=χt/r _k ²
F0	параметр Фурье для пласта			F0=χt/r _k ²
Ei(-u)	интегрально-показательная функция			$-E_i(-u) = \int_{\frac{r^2}{4\chi t}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$
h	эффективная толщина пласта	м	см	
k, k _{пр}	абсолютная проницаемость	м ² =10 ⁶ мкм ²	Д (дарси)	1Д=1мкм ² =10 ⁻¹² м ²
k _f	фазовая проницаемость	м ² =10 ⁶ мкм ²	Д (дарси)	
k _о	относительная проницаемость	%, доли ед		k _о =k _f /k _{абс}
k _ф	коэффициент пропорциональности	доли ед	доли ед	в опыте Дарси
K	коэффициент продуктивности	$\frac{м^3}{с * Па}$	$\frac{см^3}{с/атм}$	$K = \frac{Q}{\Delta P_k}$
J(σ)	безразмерная функция Леверетта			
m	эффективная пористость	%, доли ед.		m= V _{пор.эф} /V _{обр}
m _m m _t	Трещиноватость, трещинная пористость	%, доли ед		m _m =m* m _t
m _s	просветность	%, доли ед		m _s =Fs/F
p	давление	Па=Н/м ²	атм	1 атм=10 ⁵ Па=0,1МПа
r _k	радиус контура	м	см	
r _c	радиус скважины	м	см	
Re	параметр Рейнольдса			Re=u*d*ρ/μ
u	скорость фильтрации	м/с	см/с	u=w m

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
w	действительная скорость жидкости	м/с	см/с	$W=Q/\omega$
μ, η	коэффициент динамической вязкости	Па*с	спз	$1\text{спз}=0,01\text{пз}==10^{-3}\text{Па*с}$
a_μ	поправочный коэффициент на вязкость	доли ед		
ν	коэффициент кинематической вязкости	$\text{м}^2/\text{с}$	$\text{Ст}=\text{г}/(\text{с м *с})$	$\mu=\rho*\nu$
ρ	плотность	$\text{кг}/\text{м}^3$	$\text{г}/\text{см}^3$	Кг(кг-сила)
d	внутренний диаметр скважины	м	см	
χ или α	коэффициент пьезопроводности	$\text{м}^2/\text{с}$	$\text{см}^2/\text{с}$	$\chi = \frac{k}{\mu\beta^*}$
β^*	коэффициент упругости	1/Па	1/атм	$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_c$
$\beta_{ж}$ или β_f	коэффициент объемной упругости жидкости	1/Па	1/атм	
β_c	коэффициент объемной упругости среды(пласта)	1/Па	1/атм	
σ_i	насыщенность порового пространства i –й фазой	доли ед.	доли ед.	$\sigma_i = V_{\text{нас.пор}}/V_{\text{объем пор}}$
φ	потенциал			$\varphi = \int \frac{k\rho}{\mu} dp + C$
δm	раскрытость (ширина трещины)	м	см	Δm от 40 до 50мкм
Sуд	удельная поверхность	$\text{м}^2/\text{м}^3$	$\text{см}^2/\text{см}^3$	$1\text{ м}^2/\text{м}^3=10^{-2}\text{ см}^2/\text{см}^3$
$\delta p_k = p_1 - p_2$	капиллярное давление	Па	атм	1 атм= 10^5 Па
$\Delta p_k = P_k - P_c$	депрессия	Па	атм	1 атм= 10^5 Па
$\Delta \tau z$	упругий запас	м^3	см^3	$\Delta \tau z = \beta^* V_{п} \Delta p_k$; $V_{п}$ – объём пласта
γ	удельный вес	$\text{Н}/\text{м}^3$	$\text{кг}/\text{см}^3$	$\gamma = \rho g$
τ	касательное напряжение	Па	атм	
Γ_m, Γ_T	густота трещин	1/м	1/см	$\Gamma_T = \frac{\sum l_i}{2f} \left[\frac{1}{m} \right]$.
t	время	с	с	
T	температура	К	К	$1\text{К}=1^\circ\text{C}+276$
Q	объёмный расход (дебит)	$\text{м}^3/\text{с}$	$\text{см}^3/\text{с}$	$1\text{м}^3/\text{сут}=11.57*10^{-6}\text{м}^3/\text{с}$

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
F	площадь сечения проводника	м ²	см ²	
Ω,	Площадь живого сечения	м ²	см ²	
Fc	Сила сопротивления			
R	радиус поровых каналов	м	см	
	Индексы			
c	параметры забоя скважины			
к	Параметры контура			
ct	параметры при стандартных физических условиях p=1 атм., T=0°C			
f	жидкость			
сг	свободный газ			
гр	газ в растворе			
П	признак произведения			
КВД	Кривая восстановления давления			
КСД	Кривая стабилизации давления			
ИК	Индикаторная линия			
Da	Параметр Дарси	Доли ед		
div	Дивергенция поля скорости (div u < 0 вытекание; div u > 0 втекание)			расход в данной точке, отнесенный к единице объема
Δφ	Оператор Лапласа			$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} = \Delta \varphi$
∇	Оператор Гамильтона			$\Delta = \nabla * \nabla = \nabla^2$
	Функция Лейбензона			$\int \rho dp + C$

Введение

Нефть и природные газы заключены в недрах Земли. Их скопления связаны с вмещающими горными породами - пористыми и проницаемыми образованиями, имеющими непроницаемые кровлю и подошву. Горные породы, которые могут служить местами хранения нефти и газа и отдавать их при разработке, называются *коллекторами*. Коллектора называют пористыми или трещиноватыми в зависимости от геометрии пустот [1,3,8,16].

Природные жидкости: нефть, газ, подземные воды и их смеси - находятся в пустотах, т.е. порах и трещинах коллекторов. Часто находящиеся в пустотном пространстве коллектора природные жидкости, газы и их смеси обозначают общим термином «*флюид*», подразумевая под этим любой из компонентов. *Флюид*, находящийся в коллекторе, может пребывать в состоянии покоя или двигаться. Движение флюидов через твердые (деформируемые или недеформируемые) тела по связанным между собой порам и/или трещинам называется *фильтрацией*, [16,22,27]. Фильтрация, вызываемая действием градиента давления и/или силы тяжести, может быть обусловлена воздействием различных сил: градиентами давления, концентрации, температуры, а также гравитационными, капиллярными, электро-молекулярными и другими силами, [25,29,48].

Теория фильтрации получила большое развитие в связи с потребностями гидрогеологии, нефтегазопромысловый геологии, горного и нефтегазового дела, химической технологии, разработки месторождений и т.п.

В нефтегазовом деле теория фильтрации является теоретической основой разработки месторождений углеводородного сырья и в силу своей специфики носит название «*подземная гидромеханика*». *Подземная гидромеханика* является специальным разделом гидромеханики, в котором рассматривается равновесие и/или движение флюидов в специфической области - в твердом скелете, сложенном из частиц (сцементированных или несцементированных) разнообразной формы и различных размеров. Нефтегазовая подземная гидромеханика изучает законы равновесия и движения флюидов в нефтегазоносных пластах применительно к технологическим процессам их извлечения из недр, [16,23,40,44,50].

Подземная нефтегазовая гидромеханика-наука о движении нефти, воды, газа и их смесей через коллектор. Коллектор –это горная порода, которая могут служить хранилищами нефти, газа, воды и отдавать их при разработке. Жидкость, газ, смесь жидкости и газа, то есть всякая текучая среда, часто именуется общим термином флюид, если не ставится задача выделить характерные особенности движения данной среды. Теоретической основой подземной нефтегазовой гидромеханики является теория фильтрации, науки, описывающая движение флюида с позиций механики

сплошной среды, то есть гипотезы сплошности (неразрывности) течения, [16,22,23,27].

Дисциплина «Подземная гидромеханика» опирается на изученные дисциплины: математика, физика, теоретическая механика, механика сплошной среды, гидравлика, является теоретической и специальной базой для дисциплин нефтегазопромысловой геологии, теории разработки месторождений нефти и газа и исследовательской работы в области эксплуатации, техники и технологии нефте- и газодобычи, подземного хранения газа и выполнения курсовых и дипломных работ.

В теоретическом курсе рассмотрены основные понятия движения жидкости (ламинарный и турбулентный режимы, число Рейнольдса), физический смысл основных фильтрационных параметров, линейные и нелинейные законы фильтрации нефти, газа и воды (дифференциальные уравнения фильтрации, уравнения Бернулли, формулы Дарси, Дюпюи), методы расчета и основные формулы для одномерных установившихся потоков жидкости и газа, потенциалы простейших плоских потоков и решение плоских задач методом потенциалов, методы расчета и основные расчетные формулы теории упругого режима, постановку и решение задач установившегося и неустановившихся течений газа (уравнение Л.С. Лейбензона) и основные понятия и уравнения многофазных потоков,[16,17,19,23,30,34]. Уделено внимание моделям установившейся одномерной фильтрации в однородной и неоднородной среде, закону линейной фильтрации Дарси, пределам применимости его и практической реализации. Рассмотрены вопросы несовершенства скважин, интерференции и суперпозиции течения флюида для разных моделей плоской фильтрации.

В пособии приведены по разделам тексты задач для самостоятельного решения с образцами решенных задач и вопросы для самопроверки освоения теоретического курса.

1 Физические основы подземной гидромеханики

1.1 Понятие моделирования

Нефтегазовая подземная гидромеханика является разделом гидромеханики. При определении физических величин, характеризующих процесс фильтрации, используется гипотеза сплошности, согласно которой считается, что движущийся флюид заполняет всю область пространства непрерывно. Под пористой средой понимается множество твердых частиц, тесно прилегающих друг к другу, сцементированных или несцементированных, пространство между которыми (поры, трещины, каверны) заполнено жидкостью и/или газом. Фильтрационное течение пластовых флюидов представляет собой совокупность множества отдельных микродвижений в неупорядоченной системе поровых каналов. Истинное фильтрационное течение не является «сплошным», и при определении физических характеристик вводятся эффективные (фиктивные) величины, которые непрерывно распределяются по всему объему. Реальные скорости, давления и т.д., заменяются при моделировании на эффективные.

Из теоретической физики известно, что системы пористых сред могут быть описаны как сплошные среды, эффективные свойства которых выражаются не через свойства отдельных составляющих элементов, а являются усредненными характеристиками достаточно больших объемов этих сред, [2,3,37].

Макроскопическое описание процессов в подземной гидромеханике в смысле математической модели описания фильтрации означает, что все вводимые характеристики и параметры, являются в общем случае функциями точек пористой среды. Понятия точки в математическом и физическом смыслах представляются совершенно разными объектами.

Если взять бесконечно малый объем пористой среды и ввести систему координат, связанную с образцом, то каждому малому элементу объема можно приписать упорядоченную тройку чисел, которая и будет задавать «математическую точку» пористой среды. Однако, объем *математической точки* настолько мал, что она всегда будет полностью находиться или в поре (тогда скорость флюида отлична от нуля), или в твердом скелете (тогда скорость флюида будет равна нулю). Поэтому при вычислении физических модельных характеристик в подземной гидромеханике используется понятие «*физическая точка*». Под «*физической точкой*» подразумевается такой объем пористой среды, который является достаточно большим для того, чтобы вводимая физическая характеристика не зависела от объема образца, но достаточно малым по сравнению со всей областью, в которой вводится эта характеристика, т.е. рассматривается физически бесконечно малый объем. Объем пористой среды, который можно принять за физическую точку, называется *элементарным* или *представительным объемом*. Рассмотренная

ситуация с введением физических и материальных характеристик в подземной гидромеханике представляется обычной для всех моделей механики сплошных сред, [32,38]. Например, газ так же, как и жидкость, состоит из отдельных молекул и атомов. Поэтому при введении в гидромеханике и газовой динамике физических характеристик рассматриваются физические точки, но величины элементарных объемов много меньше, чем в подземной гидромеханике. В кубе воздуха ребром 10^{-3} мм при нормальных условиях содержится 27106 молекул, и элементарный объем составляет доли мм^3 . В подземной гидромеханике вместо молекул, например, в песчанике, выступают песчинки, и элементарный объем может составлять уже кубические сантиметры, а для других типов коллекторов десятки см^3 . Однако по сравнению с объемом залежи элементарный объем все равно очень мал. Особенностью подземной гидромеханики является одновременное рассмотрение процессов в областях, характерные размеры которых различаются на порядки - от размеров пор и трещин в микрометрах до десятков и сотен километров (протяженность месторождений). Кроме того, неоднородность пластов (по толщине и площади) имеет характерные размеры практически любого масштаба. Указанные неоднородности по строению залежей, а также значительная широта фациального состава коллекторов и сложный нерегулярный характер структуры порового пространства обуславливают ограниченность и приближенность сведений о пласте и флюидах, полученных в результате геологических и геофизических исследований. Исследование пластов невозможно без абстрактного (математического) и физического (лабораторного) моделирования.

Математическая модель в подземной нефтегазогидродинамике – это система дифференциальных уравнений, описывающая процесс фильтрации в рассматриваемом конкретном объекте разработки, с заданными начальными и граничными условиями, обеспечивающими единственность решения поставленной задачи [43,44,46].

При *абстрактном моделировании* реальные процессы описываются некоторой математической моделью, полученной на основе осреднения характерных параметров по времени, пространству и статистической выборке. Это осреднение позволяет перейти от дискретных распределений к непрерывным и, следовательно, использовать хорошо разработанные методы механики сплошных сред и дифференциального исчисления. Математическое моделирование предполагает использование целого ряда зависимостей, позволяющих в той или иной мере отождествить математическую модель с реальными физическими средами и процессами, например, при установившейся фильтрации капельной жидкости плотность определяется в зависимости от давления: $\rho = \rho_0 * [1 + \beta_{сж} * (P - P_c)]$.

Этапами подготовки математической модели в подземной газонефтегидродинамике являются: создание геологической модели; обоснование размерности модели и выбор основных уравнений для описания процесса; задание начальных и граничных условий, [20,23,40,42].

В силу разнообразия реальных сред, перколяции многофазных потоков, процессов и огромного числа взаимосвязанных факторов для получения данных зависимостей в подземной гидромеханике широко используется *физическое моделирование*, основанное на теории подобия. Адекватность абстрактных и физических моделей реальным процессам требует выполнения некоторых требований при их построении: полноты содержания достаточного числа признаков реального объекта; непротиворечивости признаков; построенная математическая модель должна быть реализуемая, допускать аналитическое или численное решение, а физическая модель - реализацию в искусственных условиях; процессы сбора информации должны быть компактными, подготовка и реализация модели должны быть максимально просты, обозримы и экономически целесообразны,[18].

При фильтрации флюида невозможно достижение точной количественной оценки, а основная задача исследования заключается в установлении качественных закономерностей, устойчивых тенденций, а также количественных соотношений, устойчивых к вариации исходных данных. Целью моделирования является не точное определение всех характеристик процесса, а расширение совокупности сведений, которые учитываются при выборе системы разработки или метода воздействия на пласт. При этом уточнение и коррекция данных сведений возможны только на основе анализа последующего поведения пласта. Решающую роль играет постановка задачи и такой анализ результатов ее реализации, который позволяет сделать некоторые общие заключения. Усложнение модели путем увеличения признаков сверх определяющих основных закономерностей может привести не к увеличению точности, а к получению качественно неверных результатов. В модельных задачах подземной нефтегазогидродинамики обычно рассматривают упрощенные геологические модели, в которых участок разработки или залежь в целом схематизируется в прямоугольную или круговую область фильтрации с постоянной толщиной пласта. В геологической модели заданы основные геолого-физические параметры пластовой системы (пористой среды и фильтрующихся флюидов). В упрощенных моделях – это средние значения этих параметров в моделируемой области.

1.2 Модели фильтрационного течения, флюидов и коллекторов

1.2.1 Модели фильтрационного течения

Фильтрацией называется движение жидкостей, газов, их смесей в пористых и трещиноватых средах, то есть в твердых телах, пронизанных системой сообщающихся между собой пор и микротрещин. Фильтрация жидкостей и газов по сравнению с движением в трубах и каналах обладает некоторыми специфическими особенностями: происходит по чрезвычайно

малым в поперечных размерах поровым каналам при очень малых скоростях движения жидкостей; силы трения при движении жидкости в пористой среде очень велики, так как площади соприкосновения жидкости с твердыми частицами огромны. Теория фильтрации строится на представлении породы и заполняющего ее флюида *сплошной средой*. Это означает необходимость осреднения кинематических и динамических параметров по пространству, которое требует малости элементов системы флюид - порода, но при этом они должны быть достаточно большими по сравнению с размерами пустот и зерен породы. При этом предполагается, что в одном и том же элементарном объеме содержатся одновременно порода и флюид. При исследовании фильтрационного течения в подземной гидромеханике изменением температуры флюида пренебрегается по причине малых скоростей течения и значительного теплообмена со скелетом пород, вследствие значительной поверхности контакта и значительного превышения теплоёмкости горных пород над теплоёмкостью флюида. Таким образом, процесс течения предполагается *изотермическим*, [22,27,29] Необходимо отметить, что в отдельных случаях (тщательное изучение призабойной зоны, использование термических методов интенсификации добычи флюидов) используют и общую постановку - с учётом изменения температуры не только флюида, но и породы.

Для динамических процессов, происходящих в нефтегазовых пластах, характерно наличие периодов изменения параметров течения во времени. Такие процессы называют *неустановившимися (нестационарными)*, а сами модели течения *нестационарными*. Те же модели, которые описывают процессы, не зависящими от времени, называют *стационарными (установившимися)*. При этом в данных моделях, по причине малости изменения скорости и значительного преобладания сил сопротивления над инерционными силами, уравнение количества движения используется, не зависящим от времени, и пренебрегается изменением импульса по пространству. Моделирование фильтрационного течения по отношению к пространственному изменению параметров может проводиться в *одномерной, плоской и пространственной* постановках. Одномерная постановка рассматривается в том случае, когда параметры являются функцией одной переменной - это течение по прямой или кривой.

1.2. 2 Модели флюидов

Природный газ по степени сжимаемости способен значительно изменять свой объём при изменении давления, вода и нефть в довольно значительном диапазоне давлений (приблизительно до 20 МПа) практически несжимаемы, а при высоких давлениях обладают упругими свойствами. В связи с указанными факторами различают модели *сжимаемой, несжимаемой и упругой* среды. Построение каждой из указанной моделей требует привлечения эмпирических уравнений состояния, соотношений изменения

объёма с изменением давления.

Например, коэффициент вязкости (нефти, газа) увеличивается при увеличении давления описывается: $\mu = \mu_0 * e^{a_{\mu} * (P_0 - P)}$ при больших скоростях газа. При малых скоростях и малых изменениях давления нефти и газа: $\mu = \mu_0 * [1 - a_{\mu} * (P_0 - P)]$. Определить вязкость нефти можно при помощи эмпирического соотношения : $\mu_n = \mu_a * b_n / [1 + 4 * (b_n - 1) \mu_a]$, где μ_a – абсолютная вязкость дегазированной нефти при температуре пласта, мПас; b_n -коэффициент объемного расширения нефти, находящейся на поверхности

Гомогенные и многофазные модели. В области контакта флюидов при вытеснении одного другим или при выделении одного флюида из другого в каждом микрообъёме содержится два или больше флюидов, занимающих отдельные четко различимые объёмы (пузырьки газа в жидкости, капли или плёнки в газе) и взаимодействующих на поверхностях раздела. Такие системы называют *многофазными* (двух, трёх и т.д.), в отличие от многокомпонентных смесей (природный газ, нефть), в которых взаимодействие происходит на молекулярном уровне, и поверхности раздела выделить нельзя. В гидродинамике такие среды называют *однофазными или гомогенными*.

Ньютоновские и неньютоновские жидкости. В процессе движения флюиды испытывают различные деформации (сжатие, кручение, растяжение и т.д.) при изменении нагрузки (трение соседних объёмов, внешние силы), которая, отнесённая к единице площади, получила название *напряжения*. Само соотношение, связывающее деформацию или скорость изменения деформации с напряжением, называется *реологическим соотношением или законом*. Наиболее часто, применительно к жидкостям для описания действия касательных напряжений τ_{xy} на сдвиговую деформацию применяют соотношение Ньютона (1.1):

$$\tau_{xy} = \mu * \partial u_x / \partial y \quad (1.1)$$

где u_x - скорость в направлении x ; y-направление перпендикулярное x.

Довольно часто движение флюидов не подчиняется данному закону, например, при страгивании пластовой нефти требуется некоторое, отличное от нулевого, напряжение, чтобы разорвать образованные пластовой водой коллоидные структуры. Такие среды называются *неньютоновскими*, а модель - моделью *неньютоновского* течения [27,29,30].

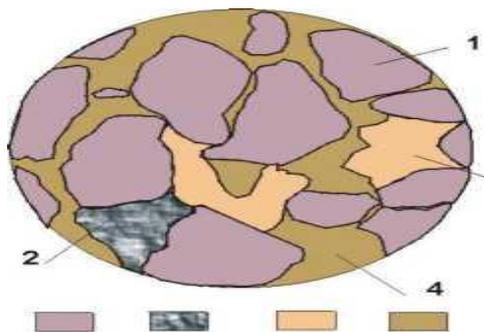
1.2.3 Модели коллекторов

Реальные коллекторы углеводородного (УВ) сырья имеют сложное строение пустотного пространства, которое образуется поровыми каналами с резко изменяющимися диаметрами и направлениями, состоят из частиц различной формы и размеров и т.д. Построение аналитических решений, учитывающих все перечисленные особенности реальных пористых сред, практически, невозможно. В подземной гидромеханике часто пользуются

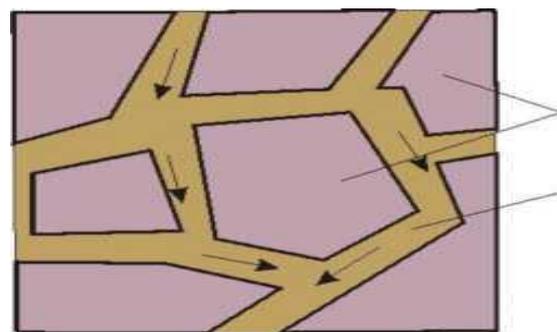
упрощенными идеализированными моделями пористой среды. К таким моделям относятся *идеальные* (капиллярные) и *фиктивные* (корпускулярные) грунты (среды). В фиктивных моделях пористая среда моделируется шарами, а в идеальных - капиллярными трубками. Простейшая фиктивная модель, в которой пористая среда моделируется упаковкой шаров постоянного диаметра, называется *фиктивным* грунтом (или фиктивной пористой средой). Простейшая капиллярная модель, в которой пористая среда моделируется капиллярными трубками постоянного диаметра, уложенными с постоянным периодом, называется *идеальным* грунтом (или идеальной пористой средой). Наиболее популярные модели фиктивного грунта соответствуют наиболее плотным упаковкам шаров. Моделирование коллекторов и классификация их параметров проводится по трём признакам: *геометрическое, механическое и связанное с наличием жидкости*.

Геометрические модели. С геометрической точки зрения, все коллектора можно подразделить на две большие группы: *гранулярные (поровые)* (рисунок 1.1) и *трещинные* (рисунок 1.2). Ёмкость и фильтрация в пористом коллекторе определяется структурой порового пространства между зёрнами породы. Для второй группы характерно наличие развитой системы трещин, густота которых зависит от состава пород, степени уплотнения, мощности, структурных условий и так далее.

Коллектора смешанного типа, для которых ёмкостью служат трещины, каверны, поровые пространства, а ведущая роль в фильтрации флюидов принадлежит развитой системе микротрещин, сообщающих эти пустоты между собой. В зависимости от вида путей фильтрации или главных вместилищ флюида различают коллектора трещинно-поровые, трещинно-кавернозные и т.д. При этом первая часть названия определяет вид пустот, по которым идет фильтрация.



1- зерна (частицы); 2-цемент (кальцит); 3 - глина; 4 - поровое пространство
Рисунок- 1.1- Шлиф - пористого коллектора



1-трещины; 2-пористые блоки
Рисунок-1.2 Схема трещинно пористого коллектора

С целью количественного описания фильтрационно - ёмкостных параметров реальные сложные породы заменяют идеализированными моделями.

Идеализированные модели пористых сред. Реальные горные породы имеют очень сложную геометрию порового пространства или трещин. Кроме

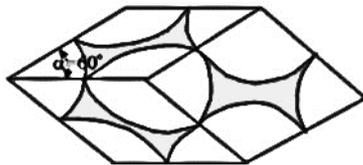
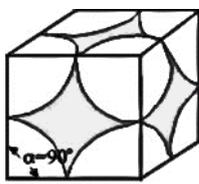


Рисунок 1.3 - Элемент фиктивного грунта

того, размеры частиц гранулярных коллекторов или трещин в трещиноватых породах меняются в

очень широких пределах - от микрометров до сантиметров. Естественно, что математическое описание течения через столь хаотическую структуру невозможно и, следовательно, необходима некоторая идеализация структуры.

Фиктивный грунт - среда, состоящая из шариков одного размера, уложенных во всем объеме пористой среды одинаковым образом по элементам из восьми шаров в углах ромбоэдра (рисунок 1.3). Острый угол раствора ромбоэдра α меняется от 60° до 90° . Наиболее плотная укладка частиц при $\alpha=60^\circ$ и наименее плотная при $\alpha=90^\circ$ (куб). С целью более точного описания реальных пористых сред в настоящее время предложены более сложные модели фиктивного грунта: с различными диаметрами шаров, элементами не шарообразной формы и так далее.

Идеальный грунт - среда, состоящая из трубочек одного размера, уложенных одинаковым образом по элементам из четырех трубочек в углах ромба. Плотность укладки меняется от угла раствора ромба.

Идеализованные модели трещинно-пористых сред. Трещинно-пористые коллекторы рассматриваются как совокупность двух разномасштабных пористых сред (рисунок 1.2): системы трещин (среда 1), где пористые блоки играют роль “зёрен”, а трещины - роль извилистых “пор” и системы пористых блоков (среда 2).

В простейшем случае трещинный пласт моделируется одной сеткой горизонтальных трещин некоторой протяженности (рисунок 1.4).

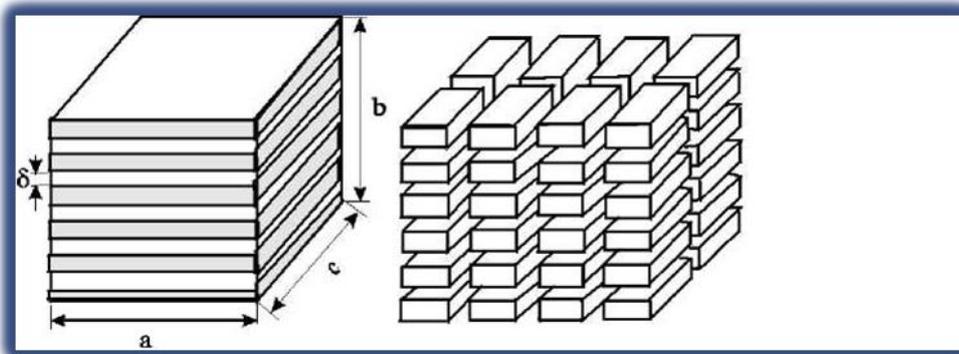


Рисунок 1.4 - Схема одномерной пространственной модели трещинной

Рисунок 1.5- Схема среды модели трещинной среды

Причем все трещины одинаково раскрыты и равно отстоят друг от друга (одномерный случай). Трещины одинаково раскрыты и равно отстоят друг от друга (одномерный случай).

В большинстве случаев трещинный пласт характеризуется наличием двух взаимно-перпендикулярных систем вертикальных трещин (плоский случай). Такая порода может быть представлена в виде модели коллектора, расчленённого двумя взаимно-перпендикулярными системами трещин с равными величинами раскрытия и линейного размера блока породы. В пространственном случае используют систему трёх взаимно-

перпендикулярных систем трещин (рисунок 1.5), [8,11, 25,29].

Механические модели. *Реологические модели горных пород.* Всякое изменение сил, действующих на горные породы, вызывает их деформацию и изменение напряжений. Динамическое состояние горных пород, как и флюидов, описывается реологическими соотношениями. Реологические зависимости получают в результате анализа экспериментальных данных, исследований или физического моделирования. Если объём пустот не изменяется или изменяется так, что его изменением можно пренебречь, то такую среду можно назвать *недеформируемой*. Если происходит линейное изменение объёма от напряжения, то такая среда - *упругая*, её называют кулоновской. К таким средам относятся песчаники, известняки, базальты. В упругих телах при снятии нагрузки объём восстанавливается полностью, и линия нагрузки совпадает с линией разгрузки. Многие породы деформируются с остаточным изменением объёма, т.е. линия нагрузки не совпадает с линией разгрузки. Такие породы называются *пластичными* (глины), *текучими* (несцементируемые пески) или *разрушаемыми*.

Модели по ориентированности в пространстве. Разделение горных пород по ориентированности изменения их характеристик в пространстве, выделяют изотропные и анизотропные тела. *Изотропия* - это независимость изменения физических параметров от направления, *анизотропия* - различные изменения по отдельным направлениям. Модель изотропного неоднородного пласта по проницаемости выглядит: $k=k(x, y, z)$. Анизотропия фильтрационных свойств пористой среды, например, задается матрицей (тензором) коэффициентов проницаемости.

Понятие ориентированности коллекторов связано с геометрией расположения частиц, трещин, каверн. Частицы горной породы могут располагаться хаотически и упорядоченно, имея геометрическую ориентацию. Упорядоченные структуры - анизотропные по поверхностным параметрам.

1.2.4 Характеристики коллекторов

Фильтрация определяется свойствами флюида и пустотного пространства (типа грунта или коллектора), в котором она происходит. Одной из важнейших характеристик пористой среды является пористость, которую в дальнейшем будем обозначать через **m**. Свойства горных пород описываются некоторым набором геометрических характеристик, осредненных по достаточно малому, по сравнению с исследуемым объемом, но содержащему большое число элементов (частиц, пор, трещин). С точки зрения теории фильтрации значение твердого скелета горной породы, ограничивает геометрически ту область пространства, в которой движется жидкость.

Параметры пористой среды

Коллектором называется горная порода, обладающая такими геолого-

физическими свойствами, которые обеспечивают физическую подвижность нефти или газа в ее пустотном пространстве. Порода-коллектор может быть насыщена как нефтью или газом, так и водой. Коллектор углеводородов – горная порода, способная вмещать жидкие и (или) газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождения нефти и газа.

Породы с такими геолого-физическими свойствами, при которых движение нефти или газа в них физически невозможно, называются неколлекторами.

Внутреннее строение залежи определяется различным размещением неколлекторов и коллекторов, а также коллекторов с разными геолого-физическими свойствами как в разрезе, так и по площади залежи. Соответственно емкостные свойства породы определяются ее пустотностью, которая складывается из объема пор, трещин и каверн (1.2):

$$V_{ПВСТ.} = V_{ПОР} + V_{ТРЕЩ.} + V_{КАВЕРН} \quad (1.2)$$

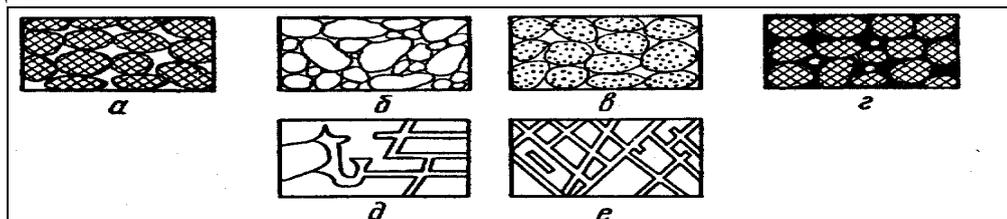
По времени образования выделяются первичные пустоты и вторичные. *Первичные пустоты* формируются в процессе седиментогенеза и диагенеза, то есть одновременно с образованием самой осадочной породы, а *вторичные* образуются в уже сформировавшихся породах. Первичная пустотность присуща всем без исключения осадочным породам, в которых встречаются скопления нефти и газа - это прежде всего межзерновые поры, пространства между крупными остатками раковин и т.п. К вторичным пустотам относятся поры каверны и трещины, образовавшиеся в процессе доломитизации известняков и выщелачивания породы циркулирующими водами, а также трещины возникшие в результате тектонических движений. Выделяют полную (общую, абсолютную), открытую, эффективную и динамическую пористость. Пористость иногда называют просветленностью.

1. Полная пористость включает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом. Коэффициентом полной пористости называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему (1.3):

$$m_{П} = \frac{\sum V_{ПОР}}{V_{ОБРАЗЦА}} \times 100\% \quad (1.3)$$

Коэффициент пористость имеет единицу размерности, %, доли ед

На рисунке 1.6 показаны некоторые типы пустот, встречающиеся в породах.



a — хорошо отсортированная порода с высокой пористостью; *б* — плохо отсортированная порода с низкой пористостью; *в* — хорошо отсортированная пористая порода; *г* — хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена в результате отложения минерального вещества в пустотах между зернами; *д* — порода, ставшая пористой благодаря растворению; *е* — порода, ставшая коллектором благодаря

трещиноватости.

Рисунок 1.6 — Различные типы пустот в породе

Открытая пористость образуется сообщающимися порами. Коэффициентом открытой пористости называется отношение объема открытых, сообщающихся пор к видимому объему образца (1.4):

$$m_o = \frac{\sum V_{\text{СООБЩ. ПОР}}}{V_{\text{ОБРАЗЦА}}} \times 100\% \quad (1.4)$$

В пористой среде есть тупиковые и замкнутые поры, в которых движения жидкости не происходит. В связи с этим, вполне обосновано введение понятия открытой пористости. На практике коэффициент открытой пористости по данным анализов керна определяется по методу Преображенского (это прямой метод оценки) или по данным геофизических исследований в скважине (косвенный метод). Метод Преображенского основан на насыщении пористого образца керосином под вакуумом. Определив объем керосина, заполнившего поры, объем образца всего, рассчитывают пористость.

По величине поровых каналов коллектор подразделяется: на сверхкапиллярный \varnothing диаметр 2-0,5 мм; капиллярные 0,5-0,0002 мм; субкапиллярные - менее 0,0002 мм.

Эффективная пористость учитывает часть объема сообщающихся пор, связанных между собой и насыщенных нефтью (1.5):

$$m_{\text{ЭФ}} = \frac{\sum V_{\text{ПОР ФИЛЬТР.}}}{V_{\text{ОБРАЗЦА}}} \times 100\% \quad (1.5)$$

Эффективная пористость используется для подсчета запасов, оценивается по данным исследования керна и данных ГИС. Эффективная пористость оценивается по скважинам, вскрывшим продуктивный пласт, взвешивается по толщинам всех эффективных прослоев. Средняя эффективная пористость в целом по залежи взвешивается по нефтенасыщенному объему, определенному в процессе геологического моделирования. При определении эффективной пористости учитываются лишь соединенные между собой поры, которые могут быть заполнены жидкостью извне. При изучении процессов фильтрации важна именно эффективная пористость.

Вместе с открытой и эффективной пористостью часто пользуются понятием *динамической пористости*: как отношение объема занятого подвижной нефтью, к общему объему образца, этой пористостью пользуются в гидродинамике при построении фильтрационной модели залежи. В реальных условиях твердые зерна породы обволакиваются тонкой плёнкой, остающейся неподвижной даже при значительных градиентах давления. В

этом случае подвижный флюид занимает объём, меньший, чем эффективный, наряду с открытой пористостью часто пользуются понятием динамической пористости, используемой для фильтрационного моделирования.

Пористость породы в большой степени зависит от размеров пор и соединяющих их поровых каналов, которые в свою очередь определяются гранулометрическим составом слагающих породу частиц и степенью их цементированности (виды цементов- глинистый, карбонатный, полимиктовый и так далее). Пористость твердых материалов (песок, бокситы и т.д.) меняется незначительно при изменении даже больших давлений, но пористость, например, глины, восприимчива к сжатию. Так пористость глинистого сланца при н.у. равна 0.4 - 0.5, а на глубине 1800 м - 0.05. Для газовых и нефтяных коллекторов в большинстве случаев пористость 10-22 %, но может меняться в широких пределах: от нескольких долей процента до 52 %.

Другой важной характеристикой пористой среды является *просветность* или поверхностная пористость. Под коэффициентом просветности плоского сечения однородной пористой среды понимают отношение площади просветов в сечении к площади всего сечения. Пользоваться такими поверхностными параметрами практически не представляется возможным, так как в реальных породах они меняются от сечения к сечению и определить их можно только с помощью микроскопического анализа. Данные параметры следует заменить объемными, которые можно определить достаточно надежно, кроме анизотропных коллекторов с упорядоченной структурой данные параметры нельзя заменять на объемные. Для хаотичных, изотропных сред указанная замена возможна и *просветность полагают равной эффективной пористости*. В связи с тем, что переток жидкости осуществляется через поверхность, представляется необходимым введение параметра, связанного с площадью. Такой геометрический параметр называется *просветностью "m_s"* и определяется как отношение площади просветов F_n ко всей площади сечения образца F . Пористость и просветность фиктивного грунта не зависят от диаметра шарообразных частиц, а зависят только от степени укладки. Для реальных сред коэффициент пористости зависит от плотности укладки частиц и их размера - чем меньше размер зёрен, тем больше пористость. *Поперечным сечением ω* называется поверхность, проведенная перпендикулярно направлению скорости.

Значения пористости и просветности могут изменяться в пределах от единицы до нуля.

В идеализированном представлении коэффициент пористости одинаков для геометрически подобных сред; он не характеризует размеры пор и структуру порового пространства. Поэтому для того, чтобы формулы, описывающие фиктивный грунт, можно было применить для описания реальной среды, вводится линейный размер порового пространства, а именно, некоторый *средний размер порового канала или отдельного зерна пористого скелета d* , [29,31,32,39].

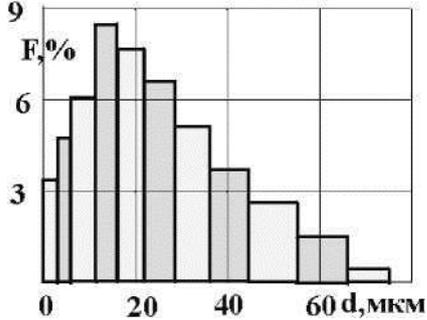


Рисунок 1.7- Гистограмма распределения частиц по размерам

Простейшая геометрическая характеристика пористой среды - эффективный диаметр частиц грунта. Определяют его различными способами - микроскопическим, ситовым, осаждением в жидкости (седиментационным) и так далее. Эффективным диаметром частиц $d_э$, слагающих реальную пористую среду,

называют такой диаметр шаров, образующих эквивалентный фиктивный грунт, при котором гидравлическое сопротивление, оказываемое фильтрующейся жидкости в реальном и эквивалентном грунте, одинаково. Эффективный диаметр определяют по гранулометрическому составу (рисунок 1.7), например, по формуле веса средней частицы где d_i - средний диаметр i - й фракции; n_i - массовая или счетная доля i - й фракции (1.6):

$$d_э = (\sum n_i * d_i^3 / \sum n_i)^{0,3} \quad (1.6),$$

где d_i - средний диаметр i - й фракции; n_i - массовая или счетная доля i - й фракции.

Для того, чтобы привести в соответствие диаметр частиц, определённый ситовым или микроскопическим методами, с гидравлическим, данный диаметр умножают на коэффициент гидравлической формы. Если же диаметры определяются гидродинамическими (седиментационными) методами, то они не требуют указанного уточнения.

Эффективный диаметр является важной, но не исчерпывающей характеристикой пористой среды, потому что он не даёт представления об укладке частиц, их форме. В то же время два образца грунта, имеющих равные эффективные диаметры, но различную форму частиц и структуру укладки, имеют различные фильтрационные характеристики. Для определения геометрической структуры пористой среды, кроме пористости и эффективного диаметра, нужны дополнительные характеристики. Одной из таких характеристик является гидравлический радиус пор R , который связан с диаметром частиц породы.

Еще одной часто используемой и важной характеристикой пористой среды является удельная поверхность пор, приходящаяся на единицу объема пористой среды. Под удельной поверхностью пор, рассчитанной на единицу объема пористой среды, понимают отношение площади поверхности пустотного пространства пористой среды ко всему объему пористой среды

Динамика фильтрационного течения, в основном, определяется трением флюида о скелет коллектора, зависящего от площади поверхности частиц грунта. В связи с этим, одним из важнейших параметров является удельная поверхность $S_{уд}$ - суммарная площадь поверхности частиц, содержащихся в единице объёма.

Удельная поверхность нефтесодержащих пород с достаточной точ-

ностью определяется формулой (1.7):

$$S_{yd} = 7,0 \cdot 10^5 \cdot m \cdot m^{0,5} / k^{0,5} \quad (1.7)$$

где m – эффективная пористость, доли ед;

k – проницаемость, м²

Среднее значение S_{yd} для нефтесодержащих пород изменяется в пределах 40 - 230 тыс. м /м. Породы с удельной поверхностью большей 230 тыс. м /м непроницаемы или слабопроницаемы (глины, глинистые пески и так далее).

В практике нефтегазодинамики помимо чисто геометрической характеристики доли пустот (пористости) вводят параметры, связанные с наличием нефти, газа или воды:

а) *насыщенность* - отношение объема данного флюида, содержащегося в порах, к объему пор;

б) *связанность* - отношение объема, связанного с породой флюида к объему пор.

По виду флюида различают нефтенасыщенность, газонасыщенность, водонасыщенность. В природных пластах все поры заполнены нефтью, газом и водой. Полагают, что нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты первоначально были полностью насыщены водой, а на смену воде приходит нефть и газ. При образовании залежей нефть и газ вследствие их меньшей плотности УВ мигрировали в повышенные части пластов, вытесняя оттуда воду. Однако вода из пустотного пространства вытеснялась не полностью, вследствие чего нефтегазонасыщенные пласты содержат некоторое количество воды, называемой *остаточной водой*. Относительное содержание этой остаточной воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора. Горная порода разного состава по-разному реагирует на воду и УВ. Породы, которые лучше смачиваются водой, чем нефтью называются *гидрофильными* (доля остаточной воды более 10 %), породы, которые лучше смачиваются нефтью, чем водой - *гидрофобными* (доля остаточной воды в порах менее 10 %).

Остаточная вода содержится в залежах в виде молекулярно-связанной пленки на стенах пор, каверн, трещин, в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в непроточной части пустот. Для разработки залежи интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве. Коэффициент остаточной водонасыщенности может быть наиболее надежно определен, если керн выбуривается при использовании промывочной жидкости, не проникающей в пласт, например, приготовленной на известково-битумной или нефтяной основе. Количество остаточной воды может быть определено способами экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или в приборах С.Л. Закса. В обоих случаях взвешенный образец помещают в емкость, где он обрабатывается кипящим растворителем нефти. При

кипении вода испаряется вместе с растворителем, попадая в холодильник, где и конденсируется. Так как вода тяжелее применяемых УВ растворителей, то она накапливается в нижней части градуированной ловушки.

Быстро и просто количество связанной (остаточной) воды определяется методом центрифугирования. Образец, полностью насыщенный водой, помещают в центрифугу, в которой под действием центробежных сил вода выбрасывается в градуированную ловушку. Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы. Поэтому по мере увеличения частоты вращения ротора центрифуги вода вытесняется сначала из более крупных пустот, в которых силы слабее, а затем из все более и более мелких. Изучение водонасыщенности имеет большое значение не только для количественной оценки нефтегазонасыщенности. Важно выяснить и качественную роль водонасыщенности. Содержание в породах-коллекторах остаточной воды и ее состояние оказывают большое влияние на процессы вытеснения углеводородов из пустотного объема при разработке залежей.

Количество, состав и состояние остаточной воды связаны со свойствами поверхности минерального вещества, с характером пустот, со свойствами нефти, газа и самой воды. Породы-коллекторы даже в пределах одной залежи могут отличаться по характеру смачиваемости. Остаточная вода может в виде тонкой пленки покрывать всю поверхность пустот. Такую поверхность называют гидрофильной (хорошо смачиваемой водой). В других случаях поверхности зерен могут не смачиваться водой вследствие адсорбции на них пленки нефти. Такие породы называют гидрофобными. Коэффициентом водонасыщенности K_v коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот. Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями: для нефтенасыщенного коллектора – $K_n + K_v = 1$; для газонасыщенного коллектора – $K_g + K_v = 1$; для газонасыщенного коллектора, содержащего кроме остаточной воды еще и остаточную нефть $K_g + K_v + K_n = 1$.

Изучение остаточной водонасыщенности имеет большое значение не только для количественной оценки нефтегазонасыщенности. Важно выяснить и качественную роль водонасыщенности.

Содержание в породах-коллекторах остаточной воды и ее состояние оказывают большое влияние на процессы фильтрации УВ из пустотного объема при разработке залежей.

Коэффициентом нефтенасыщенности K_n (газонасыщенности K_g) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

Важнейшей характеристикой фильтрационных свойств породы является проницаемость. *Проницаемость* - параметр породы, характеризующий её способность пропускать флюиды. Различают

проницаемости: абсолютную, эффективную или фазовую и относительную. *Абсолютная проницаемость* - свойство породы и не зависит от свойств фильтрующегося флюида и перепада давления, если нет взаимодействия флюидов с породой. *Фазовой* называется проницаемость пород для данного флюида при наличии в порах многофазных систем. Значение её зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства флюидами и их физических свойств. *Относительной проницаемостью* называется отношение фазовой к абсолютной. *Проницаемость* - параметр породы, характеризующий её способность пропускать к забою скважины флюида. Породы, не обладающие проницаемостью, относятся к неколлекторам.

В процессе разработки залежей в пустотном пространстве пород-коллекторов может происходить однофазное движение только нефти, газа или воды, т.е. однофазовая фильтрация. При других обстоятельствах может происходить двух- или трехфазовая фильтрация - совместное перемещение нефти и газа, нефти и воды, газа и воды или смеси нефти, газа и воды. *Хорошо проницаемыми породами* являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а также глины, имеющие массивную пакетную упаковку. *К плохо проницаемым* относятся: глины, с упорядоченной пакетной упаковкой, глинистые сланцы, мергели, песчаники, с обильной глинистой цементацией.

Проницаемость горных пород в случае линейной фильтрации определяется по закону Дарси, [16,23,27,29]. Согласно которому объемный расход жидкости, проходящий сквозь породу при ламинарном движении прямо пропорционально коэффициенту проницаемости, площади поперечного сечения этой породы, перепаду давления, и обратно пропорционально вязкости жидкости и длине пройденного пути (1.8):

$$Q = k_{пр} \frac{F(P_1 - P_2)}{\mu L}, (1.8)$$

- где Q -объемный расход жидкости в м³/с
 $k_{пр}$ -коэффициент проницаемости в м²;
 F -площадь поперечного сечения в м²;
 μ -вязкость флюида в Па·с;
 $P_1 - P_2$ -перепад давления в Па

Проницаемость измеряется: в системе СИ - м²; технической системе - дарси (Д); 1Д=1,02 мкм²=1,02 · 10⁻¹² м². Единица коэффициента проницаемости называемая дарси, отвечает проницаемости такой горной породы, через поперечное сечение которой, равное 1 см², при перепаде давления в 1ат на протяжении 1 см в 1 с проходит 1 см³ жидкости, вязкость которой 1 спз (сантипуаз).

Физический смысл размерности проницаемости (площадь) заключается в том, что она характеризует площадь сечения каналов пустотного

пространства, по которым происходит фильтрация.

Для реальных сред радиус поровых каналов связан с проницаемостью формулой Котяхова (1.9):

$$R=2/(7*10^5)*(k*\phi/m)^{0.5}(1.9)$$

где k – проницаемость, Д; R - м; ϕ - структурный коэффициент, определяемый для зернистых сред $\phi=0.5035/m^{1,1}$.

Проницаемость песчаных коллекторов обычно находится в пределах 0,100-1,000 мкм², а для глин характерны значения проницаемости в тысячные доли мдарси. Проницаемость определяется геометрической структурой пористой среды, то есть, размерами и формой частиц, а также системой их упаковки.

Имеется множество попыток теоретически установить зависимость проницаемости от этих характеристик, исходя из закона Пуазейля для ламинарного движения в трубах и Стокса для обтекания частиц при той или иной схематизированной модели пористой среды. Поскольку реальные породы не укладываются в рамки этих геометрических моделей, то теоретические расчеты проницаемости ориентировочные. Поэтому обычно проницаемость определяют опытным путём, гидродинамическими исследованиями и методами геофизических исследований скважин (для терригенных коллекторов). Проницаемость можно рассчитать по известной удельной поверхности и эффективной пористости: $k=2m/S_{уд}$.

Параметры трещинной среды

Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн. Кавернозность свойственна карбонатным коллекторам. Следует различать породы *микрокавернозные* и *макрокавернозные*. К первым относятся породы с большим количеством мелких пустот, с диаметром каверн (пор выщелачивания) до 2 мм, ко вторым - с рассеянными в породе более крупными кавернами - вплоть до нескольких сантиметров.

Микрокавернозные карбонатные коллекторы на практике нередко отождествляют с терригенными поровыми, поскольку и в тех, и в других открытая емкость образована мелкими сообщающимися пустотами. Но и по происхождению, и по свойствам между ними имеются существенные различия. Средняя пустотность микрокавернозных пород обычно не превышает 13 – 15 %, но может быть и больше.

Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность достигает не более 1 – 2 %. При больших толщинах продуктивных карбонатных отложений и при такой емкости коллектора запасы залежей могут быть весьма значительными.

Коэффициент кавернозности K_k равен отношению объема каверн к видимому объему образца. Поскольку в процессе дренирования залежи в основном могут участвовать макрокаверны, пересеченные макротрещинами,

изучение макрокавернозности следует проводить вместе с изучением трещиноватости.

Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным коллекторам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) - и реже к терригенным отложениям. Наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти плотные коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам. *Трещиноватостью* называют отношение объема трещин V_T ко всему объему V трещинной среды (1.10):

$$m_T = \frac{V_T}{V} \quad (1.10)$$

Коэффициент трещиноватости иногда называют трещинной пористостью. Для трещинно-пористой среды вводят суммарную (общую) пористость, прибавляя к трещиноватости пористость блоков.

Второй важный параметр - густота. *Густота трещин* Γ_T - это отношение полной длины $\sum l_i$ всех трещин, находящихся в данном сечении трещинной породы к удвоенной площади сечения f (1.11):

$$\Gamma_T = \frac{\sum l_i}{2f} \quad [1/м] \quad (1.11)$$

Качество трещиноватой горной породы как коллектора определяется густотой и раскрытостью трещин. По величине раскрытости трещин в нефтегазопромысловой геологии выделяют *макротрещины* шириной более 40 – 50 мкм и *микротрещины* шириной до 40 – 50 мкм. Трещинная емкость пород-коллекторов составляет от долей процента до 1 – 2 %.

Чаще всего трещины играют роль каналов фильтрации жидкости и газа, связывающих воедино все сложное пустотное пространство пород-коллекторов. При одновременном участии в дренировании двух или всех трех видов пустот (пор, каверн, трещин) коллектор относят к типу смешанных [6,11,16,25,29].

Из числа коллекторов с одним из видов пустотности наиболее широко распространены поровые терригенные коллекторы — на многочисленных месторождениях земного шара, в том числе и в России (Волго-Уральская зона, Западная Сибирь, Северный Кавказ и другие районы), в Оренбургской области их 44,3% (залежей в поровых коллекторах терригенных).

Трещинные коллекторы в чистом виде встречаются весьма редко. В Оренбургской области пластов с чисто трещинным коллектором нет. Трещинный пласт - деформируемая среда. Из кавернозных пород в чистом виде представлены микрокавернозные (Волго-Урал, Тимано-Печорская провинция и др.). Макрокавернозные встречаются редко. Коллекторы смешанного типа, наиболее свойственные карбонатным породам, характерны

для месторождений Прикаспийской низменности, Тимано-Печорской провинции, Волго-Уральской, Белоруссии и других районов. Трещинно-поровые коллекторы изучаются специальными геофизическими методами скважин (метод двух растворов, например), редко встречаются в Оренбургской области в карбонатных коллекторах (например, Самодуровское месторождение, нефтяные пласты - франско-фаменские), на ОНГКМ (газовые продуктивные пласты среднекаменноугольной залежи).

Для идеализированной трещинной среды трещинная пористость может быть определена по формуле (1.12):

$$m_t = a \cdot \Gamma \cdot \delta_m \quad (1.12)$$

где δ_m - раскрытость трещин; a - безразмерный коэффициент, равный 1, 2, 3 для одномерного, плоского и пространственного случаев, соответственно, Γ_m - густота трещин. Для реальных пород значение коэффициента a зависит от геометрии систем трещин в породе. Для квадратной сетки трещин (плоский случай) $\Gamma_m = l / l_m$, где l_m - размер блока породы. Средняя длина трещин l^* равняется среднему размеру блока породы и численно обратно пропорциональна густоте (1.13):

$$l^* = l / \Gamma_m \quad (1.13)$$

В качестве раскрытости (ширины трещины) берут среднюю величину по количеству трещин в сечении F . Среднюю гидравлическую ширину определяют, исходя из гидравлического параметра - проводимости системы трещин.

Трещинный пласт - деформируемая среда. В первом приближении можно считать, что (1.14):

$$\delta_T = \delta_{T0} \cdot [1 - \beta_m \cdot (P_0 - P_1)] \quad (1.14)$$

где δ_{T0} - ширина трещины при начальном давлении p_0 ;

$\beta_m^* = \beta_m / \delta_{T0}$ - сжимаемость трещины;

β_m - сжимаемость материалов блоков;

l - среднее расстояние между трещинами.

Для трещинных сред $l / \delta_m > 100$ и поэтому сжимаемость трещин высока.

1.2.5 Задачи и вопросы усвоения информации

Задачи для самостоятельного решения

Задача №1 Пользуясь формулами Слихтера :

$M=1-\pi/[6*(1-\cos Q)*(1+2*\cos Q)^{0,5}]$ и $n=1-\pi/4\sin Q$ определить величины пористости и просветности при углах укладки частиц 60, 70, 80, 900 и построить графики зависимости пористости и просветности от угла укладки.

Задача №2

Определить площадь поверхности зерен в заданном объеме грунта $V=0,5 \text{ м}^3$. Известны: диаметр зерен $d= 0,1 \text{ мм}$, коэффициент пористости грунта $m= 15 \%$.

Задача №3 Сопоставить количество частиц заданного диаметра, заключенных в объеме фиктивного грунта, при углах укладки 600 и 900.

Задача №4

Определить пористость и просветность образца идеального грунта размерами в сечении $B=3 \text{ см}$ / $h=10 \text{ см}$ (ширина • высота), в котором находится 20 каналов заданного диаметра $d= 10 \text{ см}$.

Задача №5 (образец решенной задачи)

Определить давление внутри капли воды диаметром $d=0.001 \text{ м}$, которое создают силы поверхностного натяжения . Температура воды $t=20^\circ\text{C}$.

Решение : Давление внутри капли воды определяем по формуле :

$R_{\text{пов}}=2\sigma/r$, где r -радиус капли воды, м; σ -поверхностное натяжение, Н/м При температуре 20°C поверхностное натяжение для воды, соприкасающейся с воздухом, равно $0,0726 \text{ Н/м}$.

Решение : вывод формулы исходит из формулы Лапласа, пояснить почему. $R_{\text{пов}}=2*0,0726/(5*10^{-4})=*** \text{ Н/м}^2$ Проверить размерность. Ответ: *** Н/м^2

Решить задачу для разных вариантов с учетом разной температуры и выполненных Вами расчетов поверхностного натяжения капли по формуле : $\sigma=\sigma_0-\beta*\Delta t$, где σ_0 -поверхностное натяжение капли воды при соприкосновении с воздухом при температуре 0°C и равно $0,076 \text{ Н/м}$, а β – коэффициент температурного расширения воды принять равным $0,00015 \text{ Н/(м}^0 \text{C)}$.

Задача №6

Вязкость нефти, определенная по вискозиметру Энглера составляет $8,5 \text{ Е}$. Вычислить динамическую вязкость нефти, если ее плотность равна $\rho=820 \text{ кг/м}^3$.

Решение: определим кинематическую вязкость по формуле Убеллоде: $\nu=(0,0731 \text{ Е}-0,0631/\text{Е})*10^{-4}=***$. Далее найдем динамическую вязкость из соотношения : $\mu=\nu*\rho$ Ответ: ***Пас

Вопросы для самопроверки

1 На чем базируются построения математических и физических

- моделей? [25]
- 2 Основные требования адекватности моделей реальным процессам. [16]
- 3 Основное требование осреднения параметров по пространству, дающее право считать их непрерывным. [19]
- 4 Почему в нефтяной гидромеханике процесс фильтрации флюидов можно считать изотермическим? [8,27]
- 5 Назовите примеры нестационарных и стационарных процессов в нефтегазовой гидродинамике. [21,29]
- 6 Модели флюидов по степени сжимаемости. [8]
- 7 В чем отличие многофазной модели от гомогенной? Приведите примеры. [16,19,34]
- 8 Определение ньютоновской и неньютоновских жидкостей. [24,33]
- 9 Идеализированные модели пористых коллекторов. [6,8]
- 10 Трещинно-пористые коллектора и их идеализация. [8,29]
- 11 Реологические модели горных пород.
- 12 Какие среды называются изотропными и анизотропными?
- 13 Виды пористости и их определения? Размерности. [8]
- 14 Виды проницаемости и их определения? Размерности в различных системах единиц и их связь между собой. [8,9,13,28]
- 15 Что такое просветность? [6]
- 16 Физический смысл проницаемости. [8,24]
- 17 Определение эффективного диаметра.
- 18 Что такое насыщенность и связанность? Чему равна сумма насыщенностей? Размерности. [6,8]
- 19 Удельная поверхность - определение, размерность, характерные значения для коллекторов. [6,8,24,27]
- 20 Определение густоты. [11,27,35]
- 21 Связь раскрытости с давлением.
- 22 Какой параметр определяется в $Pa \cdot c$? [6,8,24]

23 Дифференциальные уравнения фильтрации

Основное соотношение теории фильтрации называют законом фильтрации. Он устанавливает связь между вектором скорости фильтрации и полем давления, которое вызывает фильтрацию. Основное соотношение теории фильтрации называют законом фильтрации. Он устанавливает связь между вектором скорости фильтрации и полем давления, которое вызывает фильтрацию [16,29].

Первые исследования фильтрации жидкости в пористых средах проведены французскими инженерами Дарси и Дюпюи, работы которых положили начало теории фильтрации.

Аналитическое и численное исследование задач гидрогазодинамики связано с применением основных законов сохранения (массы, импульса и энергии) в дифференциальной форме. Основные физические величины фильтрационных полей подчиняются законам: закону сохранения массы, импульса, энергии.

К основным уравнениям математической модели относятся: уравнения неразрывности (законы сохранения массы) для каждой фильтрующейся фазы; уравнения движения (обобщенный закон Дарси) для каждой фазы; уравнение сохранения энергии (в случае неизотермической фильтрации); уравнения состояния; дополнительные соотношения, устанавливающие взаимосвязи между фазовыми насыщенностями, между фазовыми и капиллярными давлениями.

Главное условие, чтобы число уравнений в системе соответствовало числу искомым неизвестных (давления, насыщенности, потоки, температура). Для решения рассматриваемой системы уравнений требуется задание начальных и граничных условий. В качестве начальных условий задаются исходные значения давления в пласте, исходные значения насыщенностей и температуры. Различают граничные условия на внешнем контуре области фильтрации и на скважинах.

Для подземной гидромеханики характерно изотермическое изменение параметров. Для таких процессов можно не рассматривать уравнение энергии и ограничиться уравнениями баланса массы (неразрывности) и количества движения (импульса). Уравнение энергии необходимо рассматривать в локальных областях призабойной зоны, где из-за значительных перепадов давления значительно влияние дроссельного эффекта, а также при применении тепловых методов повышения нефтегазоотдачи. Для замыкания системы уравнений необходимо введение замыкающих соотношений, определяющих зависимость силы трения, пористости и ряда других параметров от давления и скорости фаз. Кроме того, для получения однозначного решения, необходимо задание граничных и начальных условий.

В большинстве случаев решение задач подземной гидромеханики

требует использования численных методов и только в идеализированных случаях одномерного и плоского течений удаётся получить аналитическое решение [16,17,20,25,29].

2.1 Скорость фильтрации

Скоростью фильтрации жидкости называется отношение объемного расхода жидкости к площади поперечного сечения пласта, нормального к направлению движения жидкости. *Скорость фильтрации* - фиктивная скорость, которая определена в любой точке сечения. Существует связь между средней скоростью движения и вектором скорости фильтрации для изотропного однородного пласта: $\omega = v \cdot u$. Скорость фильтрации, при которой нарушается линейный закон Дарси, называется *критической скоростью фильтрации*. Основное соотношение теории фильтрации: связь между вектором скорости фильтрации и полем давления, которое вызывает фильтрационное течение. Определив скорость фильтрации как объемный расход жидкости через единицу площади поперечного сечения пласта; она пропорциональна градиенту давления, проницаемости породы и обратно пропорциональна вязкости фильтрующейся через породу жидкости.

Скорость фильтрации всегда меньше истинной скорости движения жидкости. Неустановившийся процесс фильтрации будет протекать быстрее, если коэффициент проницаемости будет больше. Неустановившийся процесс фильтрации будет протекать медленнее, когда коэффициент вязкости будет больше.

Скорость относится к величинам, которые задаются не только числом, но и направлением (векторные величины). Положив в основу классификации зависимость вектора скорости от координат, можно выделить следующие типы фильтрационных потоков: -одномерные $w=f(x)$; -двухмерные $w=f(x,y)$; -трехмерные $w=f(x,y,z)$. При исследовании фильтрационных течений независимо от размеров пор и их формы, допустим, что флюид движется, заполняя весь объём пористой среды, включая пространство, занятое скелетом породы. *Объемным расходом Q* называется объем жидкости, прошедший через поперечное сечение за единицу времени. Массовым расходом G_m называется масса жидкости, прошедшая через поперечное сечение за единицу времени. Предположим, что через площадь поверхности F пористой среды протекает объемный расход флюида (2.1):

$$Q = w F_n, \quad (2.1)$$

где w - действительная средняя скорость жидкости;

F_n - площадь пор.

Площадь пор связана с полной поверхностью через просветность ($m = F_n/F$ отношение площади просветов к площади сечения образца), а для сред с неупорядочной структурой справедливо допущение о равенстве просветности и пористости. Следовательно:

$$Q = w m F. \quad (2.2).$$

Скоростью фильтрации u называется отношение объемного расхода жидкости к площади поперечного сечения: Предполагается, что скорость фильтрации непрерывно распределена по объёму и связана со средней действительной скоростью течения равенством:

$$u = w m \quad (2.3),$$

где w - действительная средняя скорость жидкости, m – *просветность*.

Величина $u = w m$ называется *скоростью фильтрации* и определяет переток флюида, осреднённый по площади. Так как $m < 1$, то скорость фильтрации всегда меньше средней. Скорость фильтрации - это скорость, с которой двигалась бы жидкость, если бы пористая среда отсутствовала ($m = 1$). В действительности фильтрация жидкости или газа происходит по просветам, поэтому действительная скорость v больше скорости фильтрации.

Физический смысл скорости фильтрации заключается в том, что при этом рассматривается некоторый фиктивный поток, в котором: расход через любое сечение равен реальному расходу; поле давлений идентично реальному потоку; сила гидравлического сопротивления равна силе сопротивления реального потока. Допускается, что скорость фильтрации непрерывно распределена по объёму и связана со средней действительной скоростью течения равенством (2.3)

а. Общая система уравнений фильтрации

К гидродинамическим характеристикам потока относятся: *давление, скорость и ускорение*, т. е. изменение скорости во времени. В зависимости от того, являются ли основные параметры движения функцией времени, различают два вида движения жидкости: *неустановившееся и установившееся*. При *установившемся* движении жидкости распределение давления по сечению движущегося потока подчиняется гидростатическому закону, т. е. давление не является функцией времени. Что касается скорости, то она изменяется во времени и в пространстве. *Установившееся* - это движение жидкости, при котором все параметры движения в одной и той же точке пространства не меняются во времени, т. е. приращение скорости во времени (ускорение) равно нулю. Установившееся движение жидкости определяется зависимостью: $V = f(x, y, z)$. *Неустановившееся* - это движение жидкости, при котором скорость является функцией времени. В качестве примера неустановившегося движения можно привести истечение жидкости при переменном напоре (опорожнение резервуара). Неустановившееся движение жидкости определяется зависимостью: $h = f(x, y, z, t)$. В зависимости от характера изменения скорости по длине пространства, заполненного жидкостью, установившееся движение может быть:

- а) *равномерным*, при котором скорость по длине струйки, потока остаётся постоянной (движение в трубах постоянного диаметра);
- б) *неравномерным*, если скорость по длине потока резко изменяется по величине или (и) по направлению (внезапное сужение или расширение потока, резкий поворот и другие);
- в) *плавно изменяющимся*, если изменение скорости происходит достаточно плавно (конические переходники сужающиеся и расширяющиеся). В этом случае с достаточной для практики точностью применимы законы равномерного движения. Равномерное движение – есть движение, при котором скорость, форма, площадь сечения потока постоянны по длине потока.

Нестационарная фильтрация, связанная с проявлением упругих свойств жидкости и породы, свойственна напорным системам. *Нестационарная фильтрация* в напорных пластах связана в основном с проявлением их упругих свойств. В практике разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в пластах часто возникают *неустановившиеся* процессы, связанные с пуском или остановкой скважины, с изменением темпов отбора флюида из скважины. Характер этих процессов проявляется в перераспределении пластового давления, в изменениях во времени скоростей фильтрационных потоков, дебитов скважин и т.д. Особенности этих процессов зависят от упругих свойств пластов и насыщающих их жидкостей, т.е. основным видом пластовой энергии в этих процессах является энергия упругой деформации жидкостей (нефти и воды) и материала пласта (горной породы). При этом предполагается, что фильтрационный поток однофазный, т.е. давление в любой точке потока выше давления насыщения. При снижении пластового давления объем сжатой жидкости увеличивается, а объем порового пространства сокращается за счет расширения материала пласта. Все это способствует вытеснению жидкости из пласта в скважину. Хотя коэффициенты объемной упругой деформации жидкости и горной породы малы, но зато очень велики бывают объемы пласта и насыщающих их жидкостей, поэтому объемы жидкости, извлекаемой из пласта за счет упругости пласта и жидкости, могут быть весьма значительными. Характерная особенность проявления упругого режима в процессе разработки нефтяных месторождений – длительность процесса перераспределения пластового давления после начала работы скважины или изменения темпа отбора жидкости из скважины. Это связано с тем, что при фильтрации вязкой жидкости в пласте возникают очень большие силы сопротивления. Неустановившиеся процессы протекают тем быстрее, чем больше коэффициент проницаемости пласта, и тем медленнее, чем больше коэффициент вязкости жидкости и коэффициенты объемной упругости жидкости и пласта (среды). Теория упругого режима была начата работами Стрижова И.Н., М. Маскета, Р.Шилсюиза, У.Херста. Однако наиболее строго основы теории упругого режима были разработаны в нашей стране В.Н Щелкачевым. Им были впервые учтены влияние объемной

упругости пористой среды и впервые решены фундаментальные задачи теории упругого режима для практических целей разработки нефтяных месторождений. Для процессов, происходящих в нефтяных и газовых пластах, зависимость различных параметров от времени существенна. Такие процессы называются *неустановившимися (нестационарными)*. Задачи неустановившегося движения жидкости и газа в пласте решаются методами математической физики. Для этого составляются и интегрируются дифференциальные уравнения. К основным дифференциальным уравнениям подземной гидромеханики относятся уравнение неразрывности и уравнение движения. *Уравнение неразрывности* для нестационарного процесса представляет собой уравнение баланса массы в элементарном объеме пористой среды (2.4):

$$\frac{\partial(\rho V_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho V_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho V_z)}{\partial z} = -m \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad \text{или} \quad (2.4) \quad \text{или} \\ \operatorname{div}(\rho V) + \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} = 0$$

где ρ – плотность жидкости;

V_x, V_y, V_z – проекции скорости фильтрации на соответствующие оси координат;

m – коэффициент пористости;

$$\operatorname{div}(\rho V) = \frac{\partial(\rho V_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho V_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho V_z)}{\partial z} \quad (2.5)$$

Дифференциальное уравнение движения упругой (сжимаемой) капельной жидкости есть уравнение пьезопроводности, по аналогии с известным уравнением теплопроводности данное уравнение называют уравнением Фурье (2,6):

$$\frac{\partial^2 P}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial Y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial Z^2} = -1/\chi * \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.6)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности, характеризующий скорость перераспределения давления в пласте, m^2/c ;

$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial Y^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial Z^2} = \Delta \varphi$ оператор П.С. Лапласа, обозначающий просто символом Δ или коротко: $\Delta = \operatorname{div grad}$.

Коэффициент пьезопроводности определяется по формуле, предложенной В.Н. Щелкачевым : $\chi = k/(\mu m \beta_j)$,

где μ вязкость флюида, Пас;

m – эффективная пористость, доли ед.;

β_j – упругоёмкость жидкости, $1/MPa$

Одним из основных способов изучения движения жидкости в фильтрационном потоке является замена прямого описания движения частиц жидкости переменным фильтрационным полем (метод Эйлера). Исходя из этого, основное дифференциальное уравнение состояния жидкости как непрерывной сплошной среды (уравнение неразрывности) в декартовой системе координат:

$$\frac{\partial(\rho w_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho w_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w_z)}{\partial z} = -m \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.4)$$

где ρ плотность флюида;
 w -скорость фильтрации ;
 m -эффективная пористость.

Общее дифференциальное уравнение движения жидкости (при линейном законе фильтрации уравнение пьезопроводности):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = -\frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2.6)$$

Уравнения (2.4 и 2.6) были выведены при допущении, что сам твёрдый скелет породы не подвергается деформации при изменении давления. Тем не менее, можно простым приёмом учесть упругие свойства самой породы, введя понятие об упругой (деформируемой) пористой среде, насыщенной упругой жидкостью, т.е. заменить реальную жидкость на модель, учитывающую и упругие свойства твёрдой среды. Тогда коэффициент объёмного сжатия модельной жидкости (так называемый коэффициент упругоёмкости) определяется равенством: $\beta^* = m\beta_{жс} + \beta_{ср}$. При этом сам скелет породы снова будет считаться несжимаемым.

Для нестационарного процесса при отсутствии источников и стоков имеем уравнение неразрывности (2.7):

$$\text{div}(\rho u) + \partial(\rho m)/\partial t = 0 \quad (2.7)$$

Уравнение сохранения количества движения (2.8):

$$\partial(\rho v)/\partial t + \text{div}(\rho v^2) + m \cdot \text{grad} P^* = F_c \quad (2.8)$$

В уравнении (2.8) в виду незначительности изменения количества движения во времени первым членом можно пренебречь; разница в перетоках количества движения через границы контрольных объёмов также составляют величины второй малости по сравнению со скоростями и, следовательно, вторым членом тоже можно пренебречь; силу сопротивления F_c по аналогии с трубной гидравликой или задачами обтекания можно представить в виде (2.9):

$$F_c = (c/Re) \cdot (\rho^* v^2/a) = \mu^* v/c \quad (2.9)$$

Таким образом, из уравнений (2.8) и (2.9) получается в следующее уравнение (2.10):

$$\text{grad} P^* = \mu^* v/c_2 \quad (2.10)$$

то есть, получаем уравнение, линейно связывающее скорость фильтрации с

градиентом давления.

Уравнение такого вида широко используется в подземной гидромеханике и носит название уравнения фильтрации в форме Дарси (2.11):

$$V = -(k/\mu) * \text{grad}P^* \quad (2.11)$$

где $P^* = P + z\rho g$,

где z - вертикальная координата;

ρ - плотность флюида;

g - ускорение свободного падения;

V - скорость фильтрации;

μ - вязкость жидкости.

Движение жидкости может быть *установившимся* (стационарным) и *неустановившимся* (нестационарным). При установившемся движении параметры потока (плотность, скорость фильтрации и так далее) в каждой точке пористой среды постоянны и не зависят от времени:

$$\partial(pm)/\partial t + \text{div}(\rho v) = 0 \quad (2.12)$$

Уравнение (2.12) выражает закон сохранения массы в пористой среде в дифференциальной форме или уравнение неразрывности при фильтрации флюида в пористой среде. Если пористость m постоянна, то ее можно вынести за знак производной и переписать уравнение неразрывности в виде:

$$m \partial p / \partial t + \text{div}(\rho v) = 0 \quad (2.13)$$

Для установившейся фильтрации уравнение будет:

$$\partial(pm)/\partial t = 0 \quad (2.14)$$

будет справедлив частный случай уравнения Фурье в уравнении Лапласа (2.15):

$$\partial^2 P / \partial X^2 + \partial^2 P / \partial Y^2 + \partial^2 P / \partial Z^2 = 0 \quad (2.15)$$

Или дифференциальное уравнение установившегося движения несжимаемой жидкости (уравнение Лапласа) будет иметь аналогичный вид:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0$$

Для несжимаемого флюида $\rho = \text{const}$, уравнение неразрывности принимает еще более простой вид:

$$\text{Div}(\rho v) = 0 \quad (2.16).$$

Для одномерного потока плоскопараллельного потока между прямолинейным контуром питания и прямолинейной галереей стока уравнение фильтрации запишем в частном случае :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0 \quad (2.17)$$

Для плоско-радиальной фильтрации :

$$\partial^2 P / \partial r^2 + 1/r * \partial P / \partial r = 0 \quad (2.18)$$

В подземной гидрогазодинамике любые, даже весьма сложные фильтрационные потоки могут быть представлены как комбинации простейших потоков. Классификация простейших фильтрационных потоков основана на зависимости вектора скорости фильтрации от координат пространства, что даёт возможность все фильтрационные потоки разделить на одномерные, плоские и трёхмерные фильтрационные потоки. Среди плоских и трёхмерных потоков можно выделить так называемые радиальные потоки.

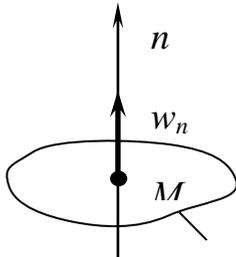
в. Линейный закон фильтрации Дарси

В зависимости от структурных особенностей и геометрии порового пространства различают однородные и неоднородные, изотропные и анизотропные среды. *Анизотропия* свойств (в том числе и фильтрационно-емкостных) означает неодинаковость физических или геометрических свойств по различным направлениям (термин происходит от двух греческих слов: *anisos* - неравный и *tropos* - свойства). В реальных коллекторах нефти и газа анизотропия может быть обусловлена трещиноватостью, слоистостью, наличием различного вида включений в коллекторах, которые приводят к неодинаковости свойств по различным направлениям. Например, в слоистых пористых средах фильтрационные свойства в плоскости слоев отличаются от фильтрационных свойств в направлении, перпендикулярном слоям, в трещиновато-пористых средах фильтрационные потоки по трещинам значительно превосходят потоки в других направлениях и т.п. Для описания фильтрационных течений в анизотропных коллекторах углеводородного сырья постулируется обобщенный закон Дарси, справедливость которого подтверждена как многочисленными экспериментальными, так и теоретическими исследованиями. Обобщение закона Дарси на случай анизотропных сред производится с математической точки зрения формально. Так как закон Дарси постулирует линейную зависимость между двумя векторными полями - вектора скорости фильтрации и вектора градиента фильтрационного давления.

Возьмем элементарный объем пористой среды, выделим площадку, на которой отметим точку *M*. Площадь этой элементарной площадки обозначим $\Delta\omega$ (это плоская площадь элементарной площадки). Через т. *M* фильтруют

жидкость. Проведем нормаль к т. M . \vec{w}_n - это проекция вектора скорости фильтрации на нормаль n , рисунок 2. 1

Через площадку в единицу времени протекает элементарный массовый расход ΔQ_m . Тогда проекция вектора скорости фильтрации будет равна: $w_n = \lim \Delta Q_m / (\rho \Delta \omega)$ из $\Delta Q_m = \Delta w_n \rho \Delta \omega$ (2.19) при $\Delta \omega \rightarrow 0$.



Вектор скорости фильтрации является основной характеристикой фильтрационного движения, определяющегося по формуле (2.19), имеет размерность скорости в системе СИ [м/с] и обладает свойствами вектора.

Рисунок 2.1 –Закон Дарси

В формуле (2.19) $\Delta \omega$ - полная площадь элементарной площадки, включающая в себя как площадь пор, так и площадь твердых частиц, поэтому скорость фильтрации не является действительной средней скоростью движения в живом сечении элементарного потока. Действительное движение жидкости в каждом живом сечении пласта осуществляется через суммарную площадь активных пор $\Delta \omega_n$ (2.20):

$$v_n = \lim \Delta Q_m / (\rho \cdot \Delta \omega_n) \quad (2.20) \quad \text{при } \Delta \omega_n \rightarrow 0$$

Сравниваем формулы (2.19) и (2.20) и учитывая, что $m = n$, получаем:

$$w_n = v_n m \quad (2.21),$$

где w_n - проекция вектора скорости фильтрации на нормаль;

m - эффективная пористость ;

v_n - средняя скорость фильтрации

Так как $0 < m < 1$, то скорость фильтрации будет меньше средней скорости движения жидкости, т.е. для потока фильтрации $w < v$.

Экспериментально установка, на которой Анри Дарси производил свои исследования представляет собой цилиндр, заполненный песком. Жидкость подавалась сверху, проходила через фильтр и собиралась внизу. В результате своих работ Дарси получил следующую формулу (2.22):

$$Q = k_\phi \cdot \frac{(H_1 - H_2)}{L} \cdot \Omega = k_\phi \cdot \frac{\Delta H}{L} \cdot \Omega \quad (2.22)$$

где Q - объемный расход воды проходящий через песчаный фильтр;

L - длина цилиндра;

Ω - площадь живого сечения фильтра;

ΔH - разность напоров воды над фильтром H_1 и у его основания H_2 .

k_{ϕ} - это коэффициент пропорциональности, называемый в начале коэффициентом водопроницаемости далее коэффициентом фильтрации, зависящий от природы пористой среды и свойств фильтрующей жидкости. Он имеет размерность скорости и характеризует скорость потока через единичную площадь перпендикулярную к потоку под действием единичного градиента давления. Обычно этот коэффициент используется в гидротехнических расчетах, где жидкостью служит вода.

Для одномерного (плоскопараллельного потока между прямолинейным контуром питания и прямолинейной галереей стока) уравнение движения

жидкости: $\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0$ (2.17); при линейном законе фильтрации $w = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$

решением дифференциального уравнения движения жидкости является известная формула Дарси (2.23):

$$Q = \frac{kh}{\mu} a \frac{p_{\kappa} - p_{\varepsilon}}{L_{\kappa}}, \quad (2.23)$$

где Q - расход жидкости в потоке;

h - рабочая толщина (мощность) пласта;

a - ширина потока;

L_{κ} - длина потока (расстояние от контура питания до прямолинейной галереи стока);

p_{κ} - пластовое давление на контуре питания;

p_{ε} - пластовое давление на прямолинейной галерее стока.

2.3.1 Пористая среда

Первые экспериментальные наблюдения за движением воды в трубах, заполненных песком, произвели А. Дарси (1856 г.) и Ж. Дюпюи (1848-1863 гг.). Этими работами было положено начало теории фильтрации. Именем Дарси назван линейный закон фильтрации, который он установил, будучи мэром города и создавая первую совершенную систему водоснабжения в г. Дижоне (Франция). Анри Дарси исследовал течение воды через вертикальные песчаные фильтры (рис. 2.2.).

В результате тщательно проведенных экспериментов был установлен получивший широкую известность закон фильтрации - закон Дарси или линейный закон фильтрации, устанавливающий линейную связь между потерей напора $H_1 - H_2$ и объемным расходом жидкости Q , текущей в трубке с площадью поперечного сечения F , заполненной пористой средой закон Дарси имеет вид (2.24):

$$Q = c * (H_1 - H_2) * F / L \quad (2.24)$$

где c - коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом фильтрации и имеющий размерность скорости;

$H=Z+P/\gamma$ - гидравлический напор,
 P/γ –пьезометрическая высота;

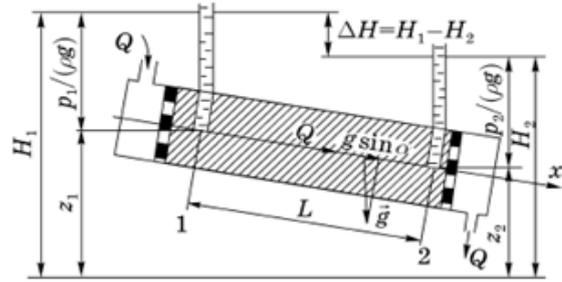
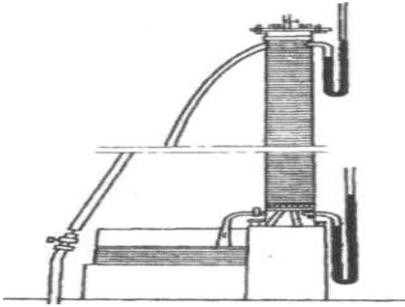


Рисунок 2.2- Установка Анри Дарси Рисунок 2.3 - Схема пермеаметра для исследования течения воды через вертикальные песчаные фильтры

Обычно соотношение (2.24) называют законом Дарси. Однако, это соотношение представляет собой следствие из закона Дарси решение одной из простейших задач одномерного течения, реализуемого в пермеаметре или установке типа установки А. Дарси.

Сам же закон Дарси связывает между собой вектор скорости фильтрации и градиент фильтрационного давления. *Запишем закон Дарси в дифференциальной форме*, учитывая соотношение $u=Q/F$, $U= -c \partial H/\partial s$ (2.25) или в векторной форме (2.26):

где s – расстояние вдоль оси криволинейной трубки тока.

$$u = - k/\mu * grad P (2.26)*,$$

Векторное уравнение (2.26) представляет собой закон Дарси для изотропной пористой среды. Знак минус в правой части равенства появляется из-за того, что скорость фильтрации направлена в сторону уменьшения давления. Поэтому векторы скорости фильтрации и градиента фильтрационного давления направлены в противоположные стороны (напомним, градиент направлен в сторону роста давления, а скорость фильтрации, следовательно, в обратную сторону – от большего давления к меньшему). Равенство (2.26) задает закон Дарси в универсальной форме записи, справедливой для любой системы координат.

Коэффициент фильтрации «с» характеризует среду и жидкость одновременно. Этот коэффициент обычно используется в гидротехнических расчетах, где приходится иметь дело с одной жидкостью – водой. При наличии различных жидкостей, что чаще бывает в подземной гидромеханике, использовать его неудобно. Поэтому закон Дарси записывается обычно в несколько ином виде (2.27) :

$$V = -(k \cdot \gamma / \mu) \cdot \partial H / \partial s \text{ или } V = -k^* / \mu \cdot \partial p^* / \partial s \quad (2.27), \text{ получаем } c = k \cdot \gamma / \mu$$

При линейном законе фильтрации, когда $w = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$, решением дифференциального уравнения движения жидкости является известная формула Дюпюи для притока жидкости в скважину (к стоку) 2.28:

$$Q = \frac{2\pi k h (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (2.28)$$

где r_k - радиус кругового контура питания;

p_k и p_c - давление на контуре питания и забойное давление (давление на стенке скважины);

r_c - радиус скважины.

Вокруг работающей скважины (стока) образуется симметричная область пониженных давлений (воронка депрессии), описываемая логарифмическим уравнением. Зависимость между расходом жидкости в установившемся плоскорадиальном потоке и перепадом давления линейная: $Q = K \Delta p$.

Границы применимости закона Дарси. В процессе исследований было установлено, что закон Дарси имеет верхнюю и нижнюю границы применимости. Закон Дарси справедлив при соблюдении следующих условий: а) скорость фильтрации и градиент давления малы; б) изменение скорости фильтрации и градиента давления малы.

При повышении скорости движения жидкости закон Дарси нарушается из-за увеличения потерь давления на эффекты, связанные с инерционными силами: образование вихрей, зон срыва потока с поверхности частиц, гидравлический удар о частицы и т.д. Это так называемая верхняя граница. Закон Дарси может нарушаться и при очень малых скоростях фильтрации в процессе начала движения жидкости из-за проявления неньютоновских реологических свойств жидкости и её взаимодействия с твёрдым скелетом пористой среды. Это нижняя граница. Рассмотрим каждый из этих предельных случаев, которые приводят к появлению нелинейности в законе фильтрации. Верхняя граница применимости закона Дарси. Наиболее полно изучены отклонения закона Дарси, вызванные проявлением инерционных сил при увеличении скорости фильтрации. Верхнюю границу применимости закона Дарси обычно связывают с некоторым критическим значением числа Рейнольдса. Верхняя граница. Критерием верхней границы справедливости закона Дарси обычно служит сопоставление числа Рейнольдса (2.29):

$$Re = w a \rho / \mu \quad (2.29)$$

где w – характерная скорость течения;

ρ – плотность жидкости;

a – характерный геометрический размер пористой среды; равный

$$a=d/(0,75m+0,23)$$

d – линейный размер частицы.

С его критическим значением $Re_{кр}$, после которого линейная связь между потерей напора и расходом нарушается. Имеется ряд представлений чисел Рейнольдса, полученных различными авторами при том или ином обосновании характерных параметров. Первая количественная оценка верхней границы применимости закона Дарси была дана **Н.Н. Павловским**, который, опираясь на результаты Ч. Сликтера, полученные для модели идеального грунта, и полагая характерный линейный размер d равным эффективному диаметру $d_{эф}$ частиц, вывел следующую формулу для числа Рейнольдса:

$$Re=ud\rho/[(0,75m+0,23)*\mu] \quad (2.30)$$

где d –линейный размер пор; u –средняя скорость фильтрации;

ρ – плотность жидкости;

m –эффективная пористость;

μ -вязкость флюида.

Используя эту формулу и данные экспериментов, Н.Н. Павловский установил, что критическое значение числа Рейнольдса находится в пределах $Re_{кр}=7,5-9$. Достаточно узкий диапазон изменения значений $Re_{кр}$ объясняется тем, что в опытах использовались не слишком разнообразные образцы пористых сред. Наиболее часто в нефтегазопромысловой практике применяется зависимость В.Н. Щелкачёва (2.31):

Значение числа Рейнольдса (Re) определяем по формуле **В.Н. Щелкачева** (2.31):

$$Re=\frac{10*v*\rho*\sqrt{k}}{m^{2.3}*\mu}, \quad Re_{кр} 1 \dots 12(2.31)$$

где v – скорость фильтрации, м/с

v-

ρ - плотность нефти в стандартных условиях, кг/м³

k- коэффициент динамической проницаемости, м²

m- коэффициент эффективной пористости, д.ед

μ - коэффициент динамической вязкости, Па*с

где $a=10*k^{0.5}/(m^{2.3})$, а критическое число Рейнольдса изменяется от 1 до 12.

Для определения числа Рейнольдса необходимо определить скорость фильтрации по формуле (2.32):

$$v=\frac{4*Qб/п}{\pi*n0*hэф.н.вск*d_0^2}, \quad (2.32)$$

где v- скорость фильтрации, м/с

Qб/п - суммарный суточный дебит, м³/с

π - число Пи =3,141592
 n_0 - частота прострелов на 1 метр вскрытой части пласта, отв/м
 Нэф.н.вск- вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м
 d_0 - диаметр прострелов в обсадной колонны, м
 Значение числа Рейнольдса (Re), определяемое по формуле М.Д. Миллионщикова :

$$Re = \frac{v \cdot \sqrt{k}}{m^{1.5} \cdot \mu}, \quad Re_{кр} 0,02 \dots 0,29$$

Скорость фильтрации $u_{кр}$, при которой нарушается закон Дарси, называется *критической скоростью* фильтрации. Нарушение скорости фильтрации не означает перехода от ламинарного движения к турбулентному, а вызвано тем, что силы инерции, возникающие в жидкости за счёт извилистости каналов и изменения площади сечения, становятся при $u > u_{кр}$ соизмеримы с силами трения.

Для удобства обработки результатов многочисленных экспериментальных данных различных авторов **В.Н. Щелкачев** предложил использовать безразмерный параметр, названный им *параметром Дарси* и определяемый равенством, представляющим собой отношение сил вязкого трения к силе давления (2.33):

$$Da = (v \cdot \mu / k) / (\Delta p / L) = V \cdot L \cdot \mu / (k \cdot \Delta p) \quad (2.33)$$

В области действия закона Дарси данный параметр равен 1 и уменьшается при превышении числа Re критического значения. Введение параметра Da упрощает исследование границы применимости линейного закона фильтрации. Действительно, если на оси абсцисс откладывать $\lg Re$, а по оси ординат – $\lg Da$, то поскольку $\lg Da = 0$, при $Re_{кр} > Re$ графиком зависимости $\lg Re$ от $\lg Da$ будет прямая линия, совпадающая с осью абсцисс до тех пор, пока $Re_{кр} > Re$. Как только на этом графике линия начнет отклоняться от оси абсцисс, сразу же обнаружится и отклонение от закона Дарси (это соответствует $Da = 1$, $\lg Da = 0$). Значение Re, при котором станет заметным отклонение упомянутой линии от оси абсцисс, и будет критическим.

Данные на этом графике соответствуют области нелинейной фильтрации для различных образцов пористых сред.

Основываясь на этих соображениях, В.Н. Щелкачев провел критический анализ и сравнение формул, полученных разными исследователями, для определения Re в подземной гидромеханике и оценки возможных критических значений числа Рейнольдса, соответствующих верхней границе применимости закона Дарси (таблица 2.1).

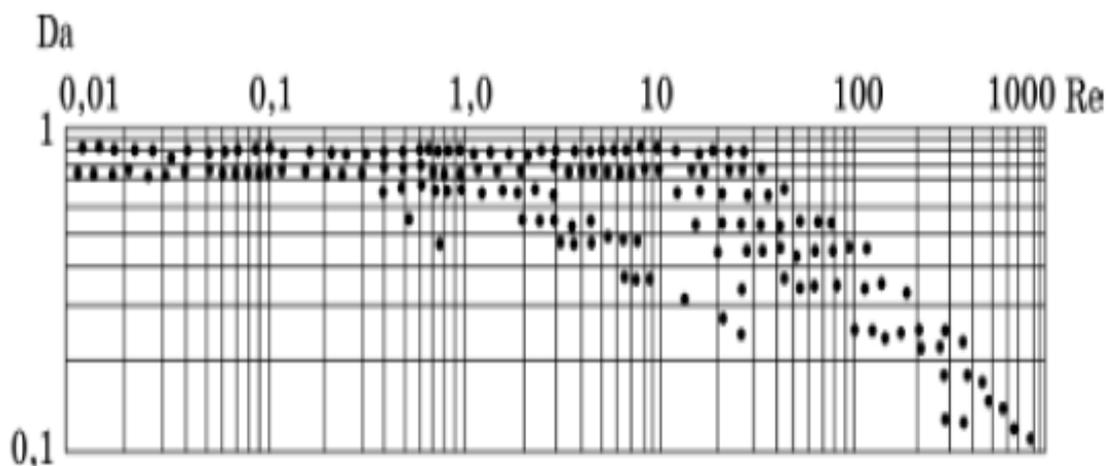


Рисунок 2.4 - Зависимость $Lg Da$ от $Lg Re$ на логарифмической сетке

Таблица 2.1 –Сопоставление зависимостей определения числа Рейнольдса, выполненное различными авторами

Параметры	Н.Н. Павловский	Фэнчер, Льюис, Бернс	В.Н. Щелкачев	М.Д. Миллионщикова	Ф.И. Котяков	Е.М. Минский	А.И. Абдулвагабов
1	2	3	4	5	6	7	8
Re	$\frac{wd_{эф}}{(0,75m + 0,23)\mu}$	$\frac{wd_{эф}}{\mu}$	$\frac{10w\sqrt{k}}{m^{2,3}\mu}$	$\frac{10w\sqrt{k}}{m^{3/2}\mu}$	$\frac{4\sqrt{2}w\sqrt{k}}{m^{3/2}\mu}$	$\frac{w\sqrt{k}}{\mu}$	$\frac{12(1-m)w\sqrt{k}}{m^2\mu}$
λ	-	$\frac{d_{эф}\Delta p}{2L\rho w^2}$	$\frac{2m^{2,3}\sqrt{k}\Delta p}{L\rho w^2}$	$\frac{m^{3/2}\sqrt{k}\Delta p}{2L\rho w^2}$	$\frac{2m^{3/2}\sqrt{k}\Delta p}{L\rho w^2}$	$\frac{\sqrt{k}\Delta p}{2L\rho w^2}$	$\frac{4,6(1-m)m^2\sqrt{k}\Delta p}{L\rho w^2}$
Re λ	-	$\frac{0,5}{F(m)Da}$	$\frac{20}{Da}$	$\frac{0,5}{Da}$	$\frac{8\sqrt{2}}{Da}$	$\frac{0,5}{Da}$	$\frac{55,2(1-m)^2}{Da}$
Рекрич. формулы	7,5-9	1-4	1-12	0,022-0,29	0,3	-	0,019-8,1
Рекрич. уточ.	-	-	0,032-14	0,0015-0,60	0,0085-3,4	-	0,019-8,1

На основе анализа данных, приведенных в (таблица 2.1), следует что:

- несмотря на отмеченные недостатки результатов Н.Н. Павловского, есть основания для их сопоставления с соответствующими результатами трубной гидравлики. Рекр числа Рейнольдса, подсчитанные по формуле (2.29), намного меньше тех, которые в трубной гидравлике соответствуют переходу ламинарного движения в турбулентное, при высокой скорости фильтрации нарушение закона Дарси возможно не связано с турбулентностью течения. Отсутствие турбулентности при нарушении закона Дарси было доказано также прямыми опытами, проведенными Г.Шнобели. Формулы Фэнчера, Льюиса и Бернса получены формальным введением в выражение для числа Рейнольдса эффективного диаметра $d_{эф}$ в качестве характерного внутреннего линейного размера пористой среды. Они не сопоставимы с результатами трубной гидравлики, дают слишком узкий

диапазон изменения значений $Re_{кр}$, мало обоснованы; во все другие формулы (таблицы 2.1) в качестве характерного линейного размера входят величины, пропорциональные k (k – коэффициент проницаемости породы), методы определения которых хорошо известны. Формулы этой группы не имеют принципиальных преимуществ и одинаково удобны для практического использования. Для этих формул характерно то, что все они приводят к очень широким диапазонам измерения $Re_{кр}$ для различных пористых сред. Это представляется вполне естественным ввиду разнообразия свойств испытанных пористых сред. Кроме того, это свидетельствует о том, что ни в одну из предложенных формул для определения Re не входит полный набор параметров, позволяющий характеризовать сложную структуру пористых сред. Использование для этой цели коэффициентов пористости и проницаемости явно недостаточно.

Вместе с тем, широкий диапазон изменения значений $Re_{кр}$ можно разбить на сравнительно узкие интервалы, соответствующие различным группам образцов пористых сред. Это означает указание возможной верхней границы справедливости закона Дарси при движении флюида в какой-либо пористой среде.

Нижняя граница. Обратимся теперь к отмеченному выше отклонению от закона Дарси, экспериментально наблюдаемому при малых скоростях фильтрации (так как скорости фильтрации очень малы, то это отклонения вблизи нуля). Отклонения при малых скоростях фильтрации имеют другую физическую природу и обуславливаются, как уже отмечалось, неньютоновскими свойствами жидкости и действием значительных поверхностных сил (сил взаимодействия между флюидом и твердым скелетом). При очень малых скоростях фильтрации неньютоновскими свойствами в пористой среде могут обладать даже ньютоновские жидкости. Но с ростом скорости этот эффект в ньютоновских жидкостях быстро исчезает. В нефтегазовом деле к жидкостям, проявляющим неньютоновские свойства, относятся так называемые аномальные нефти и буровые растворы. Классическим примером выражения закона фильтрации для неньютоновской жидкости является закон фильтрации с предельным (начальным) градиентом. При очень малых скоростях с ростом градиента давления изменение скорости фильтрации не подчиняется закону Дарси. Данное явление объясняется тем, что при малых скоростях становится существенным силовое взаимодействие между твердым скелетом и жидкостью за счет образования аномальных, неньютоновских систем, например, устойчивые коллоидные растворы в виде студнеобразных плёнок, перекрывающих поры и разрушающихся при некотором градиенте давления τ_n , называемого начальным и зависящим от доли глинистого материала и величины остаточной водонасыщенности. Имеется много реологических моделей неньютоновских жидкостей, наиболее простой из них является модель с предельным градиентом (2.34):

$$-dp/dl = v \cdot \mu / k + \tau_n, \text{ при } v > 0 \text{ и } -dp/dl \leq \tau_n \text{ при } v = 0 \quad (2.34)$$

Законы фильтрации при $Re > Re_{кр}$. От точности используемого закона фильтрации зависит достоверность данных исследования скважин и

определение параметров пласта. В связи с этим, в области нарушения действия закона Дарси необходимо введение нелинейных законов фильтрации. Данные законы могут быть: одночленными и двухчленными.

Одночленные законы описываются степенной зависимостью вида (2.35):

$$U=C (-dP/dl)^{1/n} \quad (2.35)$$

где C, n – постоянные, $1 \leq n \leq 2$.

Данные зависимости неудобны, так как параметр n в общем случае зависит от скорости фильтрации. Первое обобщение закона Дарси при $Re \geq Re_{кр}$ было предложено Дюпюи, который сформулировал двухчленный закон. В связи с этим, наибольшее употребление нашли двухчленные зависимости, дающие плавный переход от закона Дарси к квадратичному закону Краснопольского (2.36):

$$-dp/dl=Au+Bu^2, \quad (2.36)$$

Где коэффициенты A и B определяются либо экспериментально, либо теоретически. В последнем случае $A=\mu/k$, а $B=\beta \cdot \rho/k^{0.5}$

где β –структурный коэффициент и для **нефтяной** скважины по Е.М. Минскому определяется выражением (2.37):

$$\beta =12 \cdot 10^{-9} \cdot d_э^2/(m \cdot k) \quad (2.37)$$

где $d_э$ – эквивалентный диаметр частиц;

m –эффективная пористость,

k –динамическая проницаемость.

А для **газовой** скважины структурный параметр по Ширковскому (2.38):

$$\beta =63 \cdot 10^{-12}/(k/m)^{1.5} \quad (2.38)$$

При рассмотрении фильтрации флюида необходимо разделять влияния *на процесс свойств пористой среды и свойств флюида*. В этом случае закон Дарси будет иметь вид (2.39):

$$Q = \frac{k}{\eta} \cdot \rho \cdot g \cdot \frac{\Delta H}{L} \cdot \Omega \quad (2.39)$$

где k - коэффициент проницаемости, динамическая характеристика только пористой среды и не зависит от свойств флюида;

$\rho gH = p + \rho g z = Pnp'$ -приведенное давление;

ΔH - разность напоров воды над фильтром H_1 и у его основания H_2 ;

η -вязкость динамическая ;

Ω -площадь живого сечения фильтра.
Тогда закон Дарси будет иметь вид (2.40):

$$Q = \frac{k}{\eta} \cdot \frac{\Delta p'}{L} \cdot \Omega \qquad w = \frac{k}{\eta} \cdot \frac{\Delta p'}{L} \quad (2.40)$$

Коэффициент проницаемости весьма малая величина. Для крупнозернистого песчаника $k = 10^{-12} \div 10^{-13} \text{ м}^2$, для плотного песчаника $k = 10^{-14} \text{ м}^2$. Из анализа формул можно записать, что связь между коэффициентом фильтрации и коэффициентом проницаемости будет равна (2.41):

$$k_{\phi} = \frac{k}{\eta} \cdot \rho \cdot g \quad (2.41)$$

Скорость фильтрационного потока на практике имеет величину порядка $10^{-4} \div 10^{-5} \text{ м/с}$.

Под напором в выше приведенных формулах понимаем: $\Delta H = z = P / (\rho \cdot g)$, исключая скоростной напор, т.к. величина $w^2 / 2g$ в данном случае пренебрежительно мала. И закон Дарси можно истолковать как выражение закона сопротивления при фильтрации, который показывает, что между потерей напора ΔH и расходом Q существует линейная зависимость и т.к. скорости фильтрации потока малы силы инерции не учитываются.

Применимость закона Дарси определяется критерием, который называется критическое значение числа Рейнольдса, определяется по формуле (2.42):

$$\text{Re}_{кр} = \frac{w \cdot d}{\nu} \quad (2.42)$$

где w - скорость фильтрации;
 d - некоторый характерный линейный размер пористой среды;
 ν - кинематический коэффициент вязкости.

В современных обозначениях в случае прямолинейно-параллельного течения без учета сил тяжести закон имеет вид: (2.43)

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{\eta}{k} \cdot w + \beta \cdot \frac{\rho}{\sqrt{k}} \cdot w^2 \quad (2.43)$$

где β - дополнительная константа пористой среды, определяемая экспериментально,
 w -средняя скорость фильтрации ;

ρ –плотность жидкости;
 k - динамическая проницаемость ;
 η –динамическая вязкость;
 L - длина проводника ;
 Δp - депрессия.

Для случая одномерного линейного потока нелинейный закон фильтрации может иметь вид: (2.44)

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{\eta}{k} \cdot w + \gamma \rightarrow w > 0 \quad \frac{\Delta p}{L} \leq \gamma \rightarrow w = 0 \quad (2.44)$$

где γ - предельный (начальный) градиент давления, при достижении которого начинается движение жидкости. При меньших значениях градиента давления движение отсутствует. Определяется предельный начальный градиент давления в лабораторных и промысловых условиях.

Экспериментально было выявлено, что для данной структуры пористой среды относительная фазовая проницаемость является в основном функцией насыщенности, в то время как влияние иных параметров не учитывают. Определяют насыщенность по строениям кривых зависимости относительной проницаемости от насыщенности. С учетом выше сказанного для каждой из фаз закон Дарси будет иметь вид (2.45):

$$w_i = k \cdot \frac{k_i(S_i)}{\eta_i} \cdot \frac{\Delta p_i}{L} \text{ где } i = 1, 2. \quad (2.45)$$

В общих случаях значения p_1 и p_2 в фазах не совпадают из-за действия поверхностного натяжения и связаны эти значения следующей зависимостью:

$$p_2 - p_1 = p_k \text{ где } p_k - \text{капиллярное давление.}$$

Для получения решения системы уравнений, учитывающих свойства жидкости и свойства пористой среды при фильтрации, необходимо задать условия на границе пласта и в начальный момент времени. В результате интегрирования полученных дифференциальных уравнений определяется закон распределения давления в пласте и скорости фильтрации по всему пласту в любой момент времени, так и скорости фильтрации (2.46):

$$\begin{cases} p = f(x, y, z) \\ w_x, w_y, w_z = f(x, y, z, t) \end{cases} \quad (2.46)$$

Если рассматривать несжимаемую жидкость ($\rho = \text{const}$) и недеформируемый пористый пласт (среду) ($m = \text{const}$ и $k = \text{const}$), то число искомых величин ограничивается этими четырьмя функциями (2.46). Для

фильтрации сжимаемого флюида и в сжимаемой пористой среде нужно дополнительно определить плотность, вязкость, пористость, проницаемость все как функции от x, y, z и t $[(\rho, \eta, m, k)=f(x, y, z, t)]$.

2.3.2 Трещинная среда

Линейный закон фильтрации. В трещинных пластах скорость фильтрации связана со средней скоростью через трещиноватость $u=m_m w$. (Средняя скорость выражается через градиент давления по формуле Буссинеска при представлении течения по трещинам, как течения между двумя плоскими параллельными пластинами (2.47):

$$W = -\frac{\delta m^2}{12\mu} * \frac{dp}{dl} \quad (2.47)$$

где w – средняя скорость фильтрации ;
 δ_m -раскрытость трещин между пластинами ;
 l –длина пластины;
 μ –вязкость жидкости фильтрации.

Если использовать зависимости (2.47) и соотношение $m_m = a * \Gamma * \delta_m$, то получаем линейный закон фильтрации в трещинных средах (2.48):

$$U = -\frac{am * \Gamma * \delta m^3}{12\mu} * \frac{dp}{dl} \quad (2.48)$$

Проницаемость трещинных сред равна (2.49):

$$K_m = \frac{am * \Gamma * \delta m^3}{12} \quad (2.49)$$

где Γ –густота трещин;
 a_m –безразмерный коэффициент, равный 1,2.3 для одномерного, плоского и пространственного случая,
 k_m –проницаемость трещинной среды.

Для трещинно-пористой среды общая проницаемость определяется как сумма пористой и трещинной проницаемостей. Трещинно-пористую среду следует считать деформируемой. При таком подходе проницаемость трещинного пласта будет изменяться с изменением давления, а именно (2.50):

$$K_m = k_m^0 [1 - \beta * (P_0 - P)]^3 \quad (2.50)$$

Данная зависимость справедлива при небольших изменениях давления. В общем случае необходимо использовать экспоненциальную связь деформации трещин с давлением, [35].

Границы применимости линейного закона фильтрации. Так же, как и в пористых средах, в трещинных породах линейный закон может нарушаться при больших скоростях фильтрации из-за появления значительных по величине сил инерции. При этом значения критических чисел Рейнольдса значительно зависят от шероховатости: для гладких трещин $Re_{кр}=500$, а для шероховатых трещин – 0,4. Следует заметить, что если величина относительной шероховатости меньше 0,065, то её ролью в процессе фильтрации можно пренебречь. Для трещинной среды выражение для числа Рейнольдса получается аналитически и равно (2.51):

$$Re = \frac{4\rho * u * (3km)^{0.5}}{\mu * m_m * (mm)^{0.5}} \quad Re_{кр}=0,4 \quad (2,51)$$

где m_m трещинная пористость ;
 ρ –плотность жидкости;
 u -скорость фильтрации ;
 μ –вязкость жидкости ;
 km –проницаемость трещинной среды.

2.4 Уравнения потенциального движения для пористой среды

Потенциальным течением будем называть течение, при котором проекции массовой скорости на оси ортогональной системы координат будут являться производными некоторой функции по направлениям данных осей. Фильтрационное течение в горных породах подчиняется закону Дарси и, следовательно, потенциально. Потенциалом поля скоростей в данном случае является функция (2.52):

$$\varphi = \int \frac{k\rho}{\mu} dp + c, \quad \rho \mathbf{v} = -\text{grad} \varphi \quad (2.52)$$

Равенство (2.52) можно переписать в виде: $d\varphi = (k*\rho/\mu) * dp$, или с учетом закона Дарси $\rho \mathbf{v} = -\text{grad} \varphi$, $\rho \mathbf{v}$ -вектор массовой скорости фильтрации, это закон для потенциального течения, то $\partial \rho \mathbf{v} / \partial t = \Delta \varphi$ для неустановившегося движения, для установившегося : $\Delta \varphi = 0$ и $\partial \rho \mathbf{v} / \partial t = \Delta \varphi$ являются основными уравнениями потенциального фильтрационного течения и называются уравнениями Лапласа относительно функции φ , а оператор $\Delta \varphi$ оператором Лапласа, который связан с оператором Гамильтона соотношением : $\Delta = \nabla * \nabla = \nabla^2$.

Уравнение Лапласа имеет два практически важных свойства: сумма частных решений является решением уравнения Лапласа; произведение

частного решения на константу – также решение. Данные свойства приводят к принципу суперпозиции – сложения фильтрационных течений.

2.5 Уравнения фильтрации для трещинно-пористой среды

В чисто трещинном пласте система уравнений имеет тот же вид, что и в пористом. Для трещинно-пористой среды следует учитывать её характерные особенности:

1) моделирование связано с порами разных масштабов (среда 1 – роль поровых каналов играют трещины, а роль зёрен – пористые блоки; среда 2 – обычная пористая среда, образующая блоки);

2) между отмеченными средами при фильтрации возникает переток жидкости из пористых блоков в трещины в пределах выделенного элементарного объёма трещинно-пористого пласта.

При этом предполагается, что в каждом элементарном объёме трещинно-пористого пласта содержится большое число пористых блоков, так что в окрестности каждой точки вводится две скорости фильтрации, два давления, относящиеся к средам 1 и 2. На основании сказанного, уравнения неразрывности выписываются для каждой из сред, а переток флюида учитывается членом $q_{1,2}$. Наличие перетока эквивалентно существованию внутренних источников жидкости в выделенном объёме.

Для жидкости, находящейся в трещинах, имеем:

$$\frac{\partial \rho_1 m_m}{\partial t} + \operatorname{div} \rho_1 \mathbf{u}_1 = q_{1,2} \quad (2.53)$$

Для жидкости в пористых блоках имеем:

$$\frac{\partial \rho_2 m_n}{\partial t} + \operatorname{div} \rho_2 \mathbf{u}_2 = -q_{1,2} \quad (2.54)$$

Здесь $q_{1,2}$ – масса жидкости, поступающей из пористых блоков в трещины за единицу времени на единицу объёма (размерность $ML^{-3}T^{-1}$, где M – размерность массы, L – расстояния и T – времени). Будем полагать, что $q_{1,2}$ пропорционально разности фильтрационных потенциалов первой и второй сред:

$$q_{1,2} = \Theta (\varphi_2 - \varphi_1), \quad (2.55)$$

где Θ – коэффициент переноса, размерности L^{-2} . Для чисто трещинного пласта считаем $q_{1,2} = 0$ и тогда будем иметь только одно уравнение неразрывности для жидкости в системе трещин (в пористых блоках не содержится жидкость). При установившейся фильтрации жидкости в трещинно-пористом пласте, когда во всём пласте существует только одно давление $p_1 = p_2 = p$, получаем: (2.56)

$$\operatorname{div}(\rho_1 \bar{u}_1) = 0; \quad \operatorname{div}(\rho_2 \bar{u}_2) = 0. \quad (2.56)$$

Для чисто трещинного пласта :
 $\operatorname{div} \rho u = 0$

2.6 Начальные и граничные условия

Для количественного описания реальных физических процессов используются различные уравнения и методы их решения для конкретных задач. Как отмечалось выше, в качестве наиболее используемого и разработанного метода такого описания процессов в подземной гидромеханике применяется макроскопический, в основе которого лежат гипотеза сплошности, законы и методы механики сплошной среды. Поэтому нефтегазовую подземную гидромеханику следует рассматривать как специальный раздел механики сплошной среды.

Повторим основные положения, используемые в механике сплошной среды при построении математических моделей, но с учетом специфики нефтегазовой подземной гидромеханики. В сплошной среде определяются различные по своей физической природе поля, которые формируются под воздействием внешних и внутренних факторов и могут изменяться во времени и в пространстве. Изменение полей основных физических величин подчиняется законам сохранения, которые представляют собой фундаментальные законы природы. В нефтегазовой подземной гидромеханике, как и в других разделах механики сплошной среды, основными законами сохранения являются законы сохранения массы, изменения количества движения (импульса) и момента количества движения (момента импульса), сохранения энергии и баланса энтропии. Однако законы сохранения выполняются для всех сплошных сред, свойства которых могут быть весьма различными. Поэтому одних законов сохранения для описания физических процессов и решения конкретных задач недостаточно для получения замкнутой системы уравнений. Для того чтобы задать свойства конкретных сплошных сред, к законам сохранения добавляются определяющие уравнения и законы, которые задают особенности поведения данной среды. В результате объединения законов сохранения и определяющих уравнений получается *замкнутая система уравнений*, в которой число уравнений равно числу неизвестных функций и которая определяет и задает математическую модель сплошной среды, описывающую конкретные физические процессы. В дальнейшем ограничимся рассмотрением только таких процессов, для которых температура движущегося в пористой среде флюида равна температуре пористой среды и остается неизменной. Действительно, из-за того, что фильтрация представляет собой очень медленный процесс, изменение температуры

флюида, возникающее в ходе движения вследствие наличия сопротивления стенок поровых каналов и трещин, а также из-за расширения флюида при уменьшении давления, успевает компенсироваться теплообменом с окружающими горными породами. Для таких изотермических процессов, как было показано Б.Б. Лапуком, уравнение энергии можно не рассматривать. Однако в ряде случаев при разработке нефтяных и газовых месторождений неизотермичность фильтрации проявляется локально в призабойной зоне скважин вследствие значительных перепадов давления. Изучение неизотермических процессов имеет важное значение в связи с повышением нефтеотдачи путем закачки в пласт теплоносителей (горячей воды, пара), разработки газогидратных месторождений и в некоторых других случаях. При этом в модель должно быть добавлено уравнение закона сохранения энергии.

Для описания конкретных физических процессов и получения решений соответствующих задач, необходимо сформулировать постановку задачи, то есть задать условия в начальный момент времени и условия на границах области пласта. *В результате имеем дифференциальные уравнения с начальными и граничными условиями*, интегрируя которые можно определить распределение давления и скоростей фильтрации по пласту в любой момент времени, т.е. построить функции. Итак, ранее было показано, что уравнения фильтрации сводятся к одному уравнению второго порядка относительно потенциала. В связи с этим, *рассмотрим начальные и граничные условия для данного уравнения.*

Начальные и граничные (краевые) условия необходимы для решения системы уравнений. Начальные условия заключаются в задании искомой функции по всей области в некоторый момент времени, принимаемый за начальный. Примером может служить начальное значение давления в момент времени равный $t = 0$ $p = p_o(x, y, z)$. Это можно считать начальным, если искомая функция будет являться пластовое давление, т.е. при необходимости определения распределения давления в пласте в начальный момент задается распределение давления во всем пласте, т.е. p_o . Если в начальный момент пласт невозмущен, в этом случае начальное условие будет иметь вид $p = p_k = const$. Граничные (краевые) условия задаются на краю пласта.

Пористая среда может рассматриваться как некая область пространства, ограниченная поверхностями (границами). Границы могут быть непроницаемыми для флюида (кровля, подошва), могут быть сбросы и поверхности выклинивания и несогласия. Граничной поверхностью являются также поверхность, по которой пласт сообщается с областью питания (дневная поверхность, естественный водоем), это так называемый контур питания. Внутренней границей пласта служит стенка скважины.

Число граничных условий должно быть равно порядку дифференциального уравнения по координатам.

Начальные условия : $\varphi = \varphi_0(x, y, z)$ при $t = 0$, если при $t = 0$ пласт не возмущён, то начальный потенциал $\varphi = \varphi_0 = \text{const}$.

Граничные условия. Число граничных условий равно порядку дифференциального уравнения по координатам. Граничные условия задаются на границах пласта (внешние) и на забое скважины (внутренние), таблица 2.2.

Таблица 2.2- Граничные условия применения уравнений

Внешняя граница Г	Внутренняя граница
1) постоянный потенциал φ (Γ, t)= φ_k =const, т.е. граница является контуром питания	1) постоянный потенциал на забое скважины, радиуса r_c : $\varphi(r_c, t)=\varphi_c$ =const ; или $p(r_c, t) = p_c = \text{const}$ при $r = r_c$;
2) постоянный переток массы через границу $G = F \cdot \rho \cdot u = \text{const}$, т.е. используя уравнение $\partial\varphi/\partial n = \text{const}$	2) постоянный массовый дебит (при условии выполнения закона Дарси $\varphi(r_c, t)=\varphi_c$ =const $r\partial\varphi/\partial r = 2\pi r (\partial\varphi/\partial r) h / 2\pi h$ $Q = \omega_c w = 2\pi r h \frac{k}{\eta} \frac{\partial p}{\partial r} = \text{const}$;
3) переменный поток массы через границу $\partial\varphi/\partial n = f_1(t)$	3) переменное давление на забое скважины $\varphi(r_c, t) = f_2(t)$ при $r = r_c$;
4) замкнутая внешняя граница $\partial\varphi/\partial n = 0$	4) переменный массовый дебит: $r^* \partial\varphi/\partial r = f_3(t)$ при $r = r_c$; переменный дебит $Q = f(t)$
5) бесконечный пласт по простиранию $\lim_{\Gamma, t} \varphi(\Gamma, t) = \varphi_k = \text{const}$; $x \rightarrow \infty$ $y \rightarrow \infty$	5) неработающая скважина: $r^* \partial\varphi/\partial r = 0$ при $r = r_c$; $Q = 0$.

2.7 Замыкающие соотношения

Для полного замыкания системы уравнений фильтрационного течения необходимо знание зависимостей параметров плотности, эффективной пористости, проницаемости, вязкости флюида (ρ, m, k, μ) от давления.

2.7.1 Зависимость плотности от давления

Те уравнения, которые были представлены ранее, т.е. уравнения неразрывности и уравнения движения содержат в качестве членов параметры, характеризующие флюид, а именно плотность и вязкость, а также пористую среду, т.е. пористость и проницаемость. Эти характеристики зависят от давления и температуры. Эту зависимость необходимо выявить. Рассмотрим *изотермический процесс* при *фильтрации однородного флюида*. В этом случае зависимость плотности от давления выражается уравнением состояния. При установившейся фильтрации капельной жидкости жидкость

рассматривается как *несжимаемая* и считается, что ее плотность не зависит от давления, т.е. $\rho = \text{const.}$ Различают жидкости:

а) несжимаемую – $\rho = \text{const.}$

в) упругую, имеющую место при нестационарных (неустановившихся) процессах за счёт расширения объёма нефти и воды при снижении давления (2.57):

$$\rho = \rho_0 * e^{\beta_{ж} * (P - P_0)} \quad (2.57)$$

$$\beta_c = -\frac{1}{V_f} \left(\frac{dV_f}{dp} \right)_T = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} \quad (2.58)$$

где V_c – объём жидкости;

ρ – плотность жидкости;

dp – перепад давления.

ρ_0 - фиксированное значение плотности;

$\beta_{жс}$ - коэффициент объемного сжатия жидкости, который является постоянной величиной для каждого вида жидкости и независим от давления и температуры.

P_0 - фиксированное значение давления, $\beta_{жс} = (7-30)10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ – для нефти и $(2,7-5)10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ – для пластовой воды.

При неустановившейся фильтрации на нефтяных месторождениях большое количество нефти можно получить за счет расширения ее объемов при снижении давления. В этом случае необходимо учитывать сжимаемость флюида, которая выражается зависимостью 2.57, полученной в результате теоретических исследований.

Данная зависимость используется при больших перепадах давления (более 10 МПа). При меньших перепадах давления показатель степени будет много меньше единицы, тогда зависимость примет линейную форму, т.е.

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta_{жс} (p - p_0)] \quad (2.59)$$

Вместо коэффициента объемного сжатия может быть использован модуль упругости жидкости $K_{жс} = 1/\beta_{жс}$, тогда зависимости будут иметь несколько иной вид.

С) Зависимость плотности сжимаемых газов от давления будет иной чем у капельной жидкости. Для газов форма уравнения будет зависеть от того идеальный этот газ или реальный. При наличии идеального газа (природный газ считается идеальным при $P_{пл} = 6-9$ МПа в газовых месторождениях и отбор его происходит при депрессиях до 1 МПа), зависимость плотности от давления будет следующей: $\rho = \rho_{ат} * (P/P_{ат})$, где $\rho_{ат}$ - плотность газа при давлении $p_{ат}$ и пластовой температуре $T_{пл}$, когда $T_{пл} = \text{const.}$

До $P_{пл} < 9$ МПа и $\Delta P < 1$ МПа можно использовать уравнение состояния совершенного газа : $P = \rho \cdot R \cdot T$, где R газовая постоянная.

Совершенный газ – это газ, молекулы которого не имеют объёма и не взаимодействуют между собой. При изотермическом процессе ($T = const$) используют соотношение : $\rho = \rho_{ст} \cdot P / P_{ст}$

Если $P_{пл} > 9$ МПа, то надо использовать обобщённое уравнение состояния реального газа (2.60):

$$P = Z \cdot \rho \cdot R \cdot T \quad (2.60),$$

где z коэффициент сверхсжимаемости, являющийся функцией давления при изотермическом течении;

R – газовая постоянная;

P -давление газа;

T -температура газа в градусах К,

ρ –плотность газа.

Или уравнение Редлиха-Квонга, впервые предложенное Ван-дер-Вальсом, применяемое для сухих газов в докритической области (2.61):

$$P = R \cdot T / (V - b) - a / [T^{0.5} \cdot V \cdot (V + b)], \quad (2.61)$$

где $a = 0,4275 R^2 \cdot T^{2,5} \text{ кр} / P_{кр}$ и $b = 0,08664 R \cdot T_{кр} / P_{кр}$

В современной практике эксплуатации газовых месторождений пластовое давление имеет значения порядка от 40 до 60 МПа, которые эксплуатируются при депрессии от 15 до 30 МПа. В этом случае газ считается реальным и используется уравнение равновесия для реальных газов. При изотермической фильтрации *реального газа* плотность от давления зависит по следующей формуле (2.62):

$$\rho = \frac{\rho_{ам} \cdot z(\rho_{ам}) \cdot P}{\rho_{ам} \cdot z(P)} \quad (2.62)$$

где z - характеризующий степень отклонения состояния реального газа от закона идеального газа, сверхсжимаемости, зависит от давления и температуры, может быть определен по графикам Брауна;

$\rho_{ам}$ -плотность газа в стандартных условиях;

P -давление в пласте;

$P_{атм}$ -атмосферное давление.

При постоянной температуре зависимость коэффициента сверхсжимаемости от давления будет линейная при малых изменениях давления. При больших значениях изменения давления это зависимость будет экспоненциальной.

В данном случае был рассмотрен простой способ учета изменения плотности реального газа при изменении давления, где не учитывалось изменение температуры и многокомпонентность газов, поэтому в сложных

термобарических условиях при фильтрации многокомпонентных газов используют более совершенные уравнения состояния.

2.7.2 Зависимость вязкости от давления

Экспериментально показано, что коэффициент вязкости нефти (при $P < P_{нас}$) и газа увеличивается с повышением давления. При больших изменениях давления (порядка 100 МПа) зависимость вязкости нефти и газа от давления будет экспоненциальной. При давлениях меньше давления насыщения можно считать, что вязкость не зависит от давления, а при больших значениях давления (2.63) :

$$\mu = \mu_0 e^{-a_{\mu} (P - P_0)} \quad (2.63)$$

где μ_0 - коэффициент динамической вязкости при фиксированном P_0 ;
 a_{μ} - коэффициент определяемый экспериментально и зависит от состава нефти и газа.

При малых значениях изменения давления эта зависимость носит линейный характер (2.64):

$$\mu = \mu_0 [1 - a_{\mu} (P_0 - P)] \quad (2.64)$$

2.7.3 Зависимость пористости от давления

Пористость связана, в первую очередь, с давлением между частицами пористой среды – эффективным давлением $P_{эф}$, передающимся через поверхности контакта зёрен породы. Считается, что: $P_{эф} + P_{пл} = P_{горн} = const$. Здесь $p_{пл}$ – пластовое давление: $P_{горн} = \rho_{горн} g H$ – горное давление, возникающее под действием масс горных пород над кровлей пласта средней плотности $\rho_{горн}$; H – глубина залегания пласта. При разработке $p_{пл}$ падает и, растёт $P_{эф}$. Увеличение $P_{эф}$ приводит к деформации пласта, а именно, переупаковке зёрен в сторону уплотнения и даже их разрушения. Принимается, что (2.65):

$$m = m_0 - \beta_m (P - P_0) \quad (2.65)$$

где β_m – коэффициент объёмной упругости породы в пределах изменения $(0,3 - 2) \cdot 10^{-10} \text{Па}^{-1}$;

m_0 - коэффициент пористости при $p = p_0$.

Если же изменение давления будут значительными, то эта зависимость будет экспоненциальной (2.66):

$$m = m_0 + e^{-\beta_m (P - P_0) / m_0} \quad (2.66)$$

где m_0 значение эффективной пористости при давлении P_0 ;

βc – коэффициент объёмной упругости пористой среды.

2.7.4 Зависимость проницаемости от давления

Проницаемость зависит в отличие от пористости от давления в большей степени и в зависимости от величины изменения давления эта зависимость носит линейный или экспоненциальный характер, т.е. соответственно (2.67) и (2.68):

$$k = k_o [1 - a_k (p_o - p)] \quad (2.67)$$

$$k = k_o e^{-a_k (p_o - p)} \quad (2.68)$$

где a_k - некая величина, зависящая от свойств и состояния пласта.

В связи с уменьшением пористости при увеличении давления, также по аналогичному закону уменьшается проницаемость.

При $\Delta p < 10$ МПа показатель a_k в уравнении (2.67) и (2.68) при $\rho = \text{const}$ и $\rho = \rho_0 * e^{\beta f^*(P-P_0)}$ меньше 1 и, следовательно, данные экспоненциальные зависимости можно разложить в ряд Тейлора. Ограничиваясь первыми двумя членами, получаем линейное уравнение для потенциала:

$$\varphi = \varphi_0 * [1 + a_\varphi * (P - P_0)],$$

где φ – общее обозначение потенциала;

a_φ -показатель свойств состояния потенциала.

В заключении можно сказать, что в общем случае при фильтрации флюида, характеристики которого (плотность и вязкость) зависят от давления в пористой среде, параметры которой (пористость и проницаемость) также зависят от давления. Задача заключается в определении весьма неизвестных функций от координат и времени: $p, \vec{w} (w_x, w_y, w_z), \rho, \eta, m, k$. Для чего необходимо решить систему из восьми уравнений включающими в себя: уравнение неразрывности (сплошности, баланса) массы фильтрационного потока; уравнение движения; уравнение движения; уравнение движения; уравнение состояния флюида для жидкости или газа; одно из соотношений для вязкости; одно из уравнений для пористости; одно из уравнений для проницаемости в зависимости от давления.

Итак, одним из основных способов изучения движения жидкости в фильтрационном потоке является замена прямого описания движения частиц жидкости переменным фильтрационным полем (метод Эйлера). Исходя из таких соображений, можно вывести основное дифференциальное уравнение состояния жидкости как непрерывной сплошной среды (уравнение неразрывности) (2.4):

$$\frac{\partial(\rho w_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho w_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w_z)}{\partial z} = -m \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.4)$$

Общее дифференциальное уравнение движения жидкости (при линейном законе фильтрации) (2.6):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = -\frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2.6)$$

где $\chi = \frac{k}{\mu m \beta_{ж}}$ - коэффициент пьезопроводности.

Оба этих уравнения были выведены при допущении, что сам твёрдый скелет породы не подвергается деформации при изменении давления. Тем не менее, можно простым приёмом учесть упругие свойства самой породы, введя понятие об упругой (деформируемой) пористой среде, насыщенной упругой жидкостью, т.е. заменить реальную жидкость на модель, учитывающую и упругие свойства твёрдой среды. Тогда коэффициент объёмного сжатия модельной жидкости (так называемый коэффициент упругоёмкости) определяется равенством: $\beta^* = m\beta_{жс} + \beta_{ср}$. При этом сам скелет породы снова будет считаться несжимаемым.

Дифференциальное уравнение установившегося движения несжимаемой жидкости (уравнение Лапласа) будет иметь следующий вид (2.15):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0. \quad (2.15)$$

Решением уравнения Лапласа для сжимаемой жидкости и газа в установившемся плоскорадиальном потоке будет формула Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh (P_{\kappa} - P_c)}{\mu \ln \frac{r_{\kappa}}{r_c}}. \quad (2.69)$$

В заключении можно сказать, что в общем случае при фильтрации флюида, характеристики которого (плотность и вязкость) зависят от давления в пористой среде, параметры которой (пористость и проницаемость) также зависят от давления. Задача заключается в определении весьма неизвестных функций от координат и времени: p , \vec{w} (w_x , w_y , w_z), ρ , η , m , k . Для чего необходимо решить систему из восьми уравнений включающими в себя:

1) уравнение неразрывности (сплошности, баланса) массы фильтрационного потока; уравнение движения; уравнение движения; уравнение движения; уравнение состояния флюида для жидкости или газа;

2) одно из соотношений для вязкости; одно из уравнений для пористости; одно из уравнений для проницаемости, [29,31,32,49,50].

2.7.5 Задачи и вопросы усвоения информации

Задачи для самостоятельного решения

Задача №1.

Определить закон фильтрации жидкости в горизонтальном цилиндрическом образце пористой среды (радиус 5 см) проницаемостью $0,12 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ и пористостью 20 % с расходом 10 л/мин. Вязкость жидкости $1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, плотность 750 кг/м^3 .

Задача №2

Определить закон фильтрации жидкости в горизонтальном цилиндрическом образце пористой среды. Даны пористость $m=10\%$ и проницаемость $k=3 \text{ Д}$ пористой среды, радиус образца $r=1,75 \text{ см}$, вязкость $\mu=29 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, плотность $\rho=650 \text{ кг/м}^3$ и расход жидкости $Q=2 \text{ л/мин}$.

Задача №3

Горизонтальная цилиндрическая труба заполнена песком. Через эту трубу фильтруется жидкость. Определить: проницаемость песка, коэффициент фильтрации, число Рейнольдса. Даны внутренний радиус $r=10 \text{ см}$ и длина трубы $L=4 \text{ м}$, пористость $m=24\%$, перепад давления $\Delta P=2,9 \text{ МПа}$, вязкость $\mu=3,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, плотность $\rho=820 \text{ кг/м}^3$ и расход жидкости $Q=4,8 \text{ л/мин}$.

Задача №4

Определить размеры зоны нелинейной фильтрации при движении нефти к скважине для известных значений дебита скважины $Q=56 \text{ м}^3/\text{сут}$, толщины $h=25 \text{ м}$, пористости $m=19\%$ и проницаемости пласта $k=0,95 \text{ мкм}^2$, вязкости $\mu=2,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и плотности жидкости $\rho=850 \text{ кг/м}^3$.

Задача №5

Определить скорость фильтрации и скорость движения жидкости у стенки скважины и на заданном расстоянии. Известны толщина пласта $h=8 \text{ м}$, коэффициент пористости $m=20\%$, радиус скважины $r=10 \text{ см}$, массовый дебит скважины $G=7,75 \text{ т/сут}$ и плотность нефти $\rho=715 \text{ кг/м}^3$.

Задача №6

Вычислить число Рейнольдса по формуле Щелкачева при заданных значениях пористости $m=0,26 \text{ д.ед}$, коэффициента проницаемости $k=2,0 \text{ мкм}^2$ цилиндрического образца пористой среды, в котором происходит фильтрация жидкости. Определить закон фильтрации. Известны также диаметр образца $d=2 \text{ см}$, кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^{-6} = 4 \text{ м}^2/\text{с}$ и расход жидкости $Q=9,5 \text{ л/мин}$.

Задача №7

Определить коэффициенты проницаемости и фильтрации для цилиндрического образца пористой среды, скорость фильтрации. Даны диаметр $d = 4$ см и длина образца $L = 1,7$ м, разность давлений на его концах $\Delta P = 0,45$ МПа, вязкость $\mu = 2,6$ мПа*с, плотность $\rho = 845$ кг/м³ и расход жидкости $Q = 9,5$ л/мин.

Задача №8 с решением

Определить закон фильтрации жидкости в горизонтальном цилиндрическом образце пористой среды (радиус 5 см) проницаемостью $0,12 \cdot 10^{-12}$ м² и пористостью 20 % с расходом 10 л/мин. Вязкость жидкости 1,5 мПа*с, плотность 750 кг/м³.

Решение:

Число Рейнольдса можно определить по формуле В.Н.Щелкачева :

$$Re = \frac{10 \cdot w \sqrt{k}}{m^{2,3} \cdot \nu} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 750 \cdot \sqrt{0,12 \cdot 10^{-12}}}{0,2^{2,3} \cdot 60 \cdot 3,14 \cdot (5 \cdot 10^{-2}) \cdot (5 \cdot 10^{-2}) \cdot 1,5 \cdot 10^{-3}} = 0,3$$

Так как $Re < Re_{кр}$. то закон фильтрации линейный.

Задача №9 с решением

Определить расход при одномерном движении жидкости в пласте в случае справедливости закона Дарси по следующим данным: динамическая вязкость 1,5 мПа*с, проницаемость $0,12 \cdot 10^{-12}$ м², длина пласта 1000 м, перепад давления 5 МПа, площадь поперечного сечения 500 м².

Решение :

$$Q = \frac{kF}{\mu} \frac{P_k - P_r}{L} = \frac{0,12 \cdot 10^{-12} \cdot 500 \cdot 5 \cdot 10^6}{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1000} = \frac{0,0002 \text{ м}^3}{\text{с}} = 17,3 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Вопросы для самопроверки

1. Скорость фильтрации, физический смысл и связь с истинной скоростью, [43,44].
2. Уравнение неразрывности. Его физический смысл, [5,42].
3. Уравнение сохранения количества движения, [2,3].
4. Объяснение закона Дарси из общего уравнения сохранения количества движения, [31,38].
5. Градиент: вид данной функции в декартовой системе координат и объяснение составляющих данного представления, тип (векторный или скалярный), тип аргумента (векторный или скалярный), [32,38,42].
6. Дивергенция: вид данной функции в декартовой системе координат и объяснение составляющих данного представления, тип (векторный или скалярный), тип аргумента (векторный или скалярный), [32,38,42].
7. Вид закона Дарси, [27,29,39,40,48].
8. Коэффициент фильтрации, его отличие от коэффициента проницаемости. Связь данных коэффициентов и их размерности, [29,39,40,48].
9. Нижняя граница применимости закона Дарси для пористой среды. Закон фильтрации для нижней области, [29,39,40].

10. Верхняя граница применимости закона Дарси для пористой среды. Законы фильтрации для верхней области, [29,39,40,48].

11. Критерии применимости закона Дарси для пористой среды, [29,39,40,48].

12. Верхняя граница применимости закона Дарси для трещинной среды. Критерии применимости закона Дарси для трещинной среды, [29,36,39,41,48].

13. Связь трещинной проницаемости с раскрытостью трещин и давлением, [35,41,49].

14. Что такое потенциальное течение? [42]

15. Потенциал поля скоростей и выражение для закона Дарси через потенциал, [29,39,40,48].

16. Вывод основного уравнения потенциального фильтрационного течения, [29,39,40,48].

17. Оператор Лапласа: вид данной функции в декартовой системе координат, тип (векторный или скалярный), тип аргумента (векторный или скалярный), [29,31,39,40,48].

18. Свойства уравнения Лапласа, [29,31,39,40,48].

19. Характерные особенности трещинно-пористой среды, [35,41,49].

20. Система дифференциальных уравнений для трещинно-пористой среды, [35,41,42,44,49].

21. Внешние граничные условия, [35,41,42,44,49].

22. Внутренние граничные условия, [35,41,42,44,49].

23. Замыкающие соотношения, [35,41,42,44,49].

24. Связь пластового давления с эффективным. Что такое эффективное давление? [10,27,47].

25. Условие применимости линейного приближения в зависимостях основных параметров от давления, [46].

3 Установившаяся потенциальная одномерная фильтрация

Реальные коллекторы углеводородного сырья обладают сложной геометрией, строением, условиями залегания и т.д. Поэтому для моделирования фильтрационных течений часто используют упрощенные постановки краевых задач, которые часто называют модельными. В наиболее простых модельных задачах рассчитываются одномерные установившиеся фильтрационные течения в однородном недеформируемом изотропном пласте (коллекторе). К простейшим одномерным задачам относятся такие, в которых надлежащим выбором системы координат можно сделать так, что фильтрационные характеристики (скорость, давление) будут функциями только одной координаты. Одномерные фильтрационные потоки обладают различной симметрией. В зависимости от симметрии фильтрационного потока различают прямолинейно-параллельное, плоскорадиальное и радиально-сферическое течение. При определении схем одномерных потоков используются такие понятия, как траектории частиц и линии тока. В определениях используются кинематические характеристики фильтрационного течения, которые отражают не истинную, а осредненную картину течения, т.е. истинные траектории частиц и линии тока могут не совпадать со средними, модельными характеристиками фильтрационного потока. При данных условиях: $\partial/\partial t=0$ и $\Delta\varphi=0$. Скорость относится к величинам, которые задаются не только числом, но и направлением (векторные величины). Положив в основу классификации зависимость вектора скорости от координат, можно выделить следующие типы фильтрационных потоков: -одномерные $w=f(x)$; -двухмерные $w=f(x,y)$; -трехмерные $w=f(x,y,z)$

Частным случаем двухмерного потока является плоскорадиальный фильтрационный поток, когда выполняется условие $w=f(r)$, то есть вектор скорости фильтрации является функцией расстояния до некоторой точки, [16,20,22,23,29].

3.1 Виды одномерных потоков

Одномерным фильтрационный поток называется в том случае, когда скорость фильтрации, давление и другие характеристики течения будут являться функцией только одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока. Одномерным называется поток, в котором параметры являются функцией только одной пространственной координаты, направленной по линии тока. К одномерным потокам относятся:

- 1) прямолинейно-параллельный;
- 2) плоскорадиальный;
- 3) радиально-сферический.

3.1.1 Прямолинейно-параллельный поток

Прямолинейно-параллельный фильтрационный поток наблюдается при движении флюида, когда траектория всех частиц, а значит и линий тока (так как при установившемся движении траектории и линии тока совпадают), параллельны скорости жидкости во всех точках любого поперечного сечения равные друг другу. Законы такого движения одинаковы вдоль всех траекторий, поэтому достаточно изучить движение вдоль одной такой траектории. Нам удобнее принять за ось координат ось x , вдоль которой и будем рассматривать фильтрацию. Прямолинейно-параллельное движение наблюдается на отдельных участках пласта при движении флюида к батарее скважин, если пласт имеет в плане форму прямоугольника и постоянную толщину. Линии тока при таком движении будут направляться только вблизи скважин. Если уплотнить сетку скважин в батарее скважин, т.е. заменить батарею сплошной прямолинейной выработкой, так называемой галереей, то движение флюида к галерее будет строго прямолинейно-параллельным. Прямолинейно-параллельное движение можно наблюдать в лабораторных условиях при движении флюида через цилиндрические керны или через прямую трубу постоянного диаметра заполненную пористой средой. Такое движение можно наблюдать на некотором участке между нагнетательной и добывающей батареями скважин.

Схематично такой пласт представляется в виде прямоугольного параллелепипеда высотой h , шириной B , длиной L . Левая грань является контуром питания, где давление равно контурному $p = p_k = const$. Правая грань — это поверхность стока (галерея), давление здесь p_c . Все остальные грани считаем непроницаемыми, рисунок 3.1.

Траектории всех частиц жидкости – параллельные прямые, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока равны между собой, поверхности равных потенциалов (эквипотенциальные поверхности) и поверхности равных скоростей (изотахи) являются плоскими поверхностями, перпендикулярными траекториям. Законы движения вдоль всех траекторий такого фильтрационного потока идентичны, а потому достаточно изучить движение вдоль одной из траекторий, которую можно принять за ось координат – ось x , рисунок 3.2.

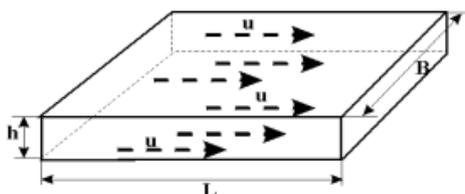


Рисунок 3.2 - Схема прямолинейно-параллельного течения в пространстве

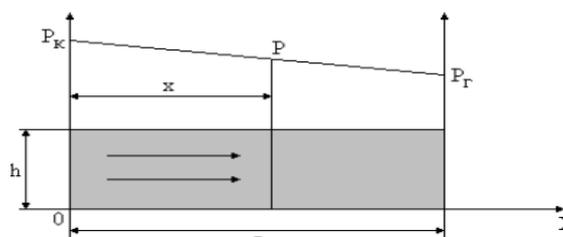


Рисунок 3.1- Вертикальное сечение пласта и линия распределения давления для одномерного потока (линия $P_k - P_r$)

Примеры

а) пласт (рисунок 3.2) имеет в плане полосообразную форму шириной B и длиной L , толщина пласта h постоянна, граничный контур непроницаем и непроницаемы кровля и подошва пласта. Батарея эксплуатационных скважин расположена параллельно начальному контуру нефтеносности. Приближение тем лучше, чем меньше расстояние между скважинами и если заменить батарею сплошной прямолинейной выработкой – галереей, то движение жидкости к галерее будет строго прямолинейно-параллельным.

б) поток между круговыми батареями нагнетательных и эксплуатационных скважин в случае больших радиусов батарей (угол схождения векторов скорости бесконечно мал). При этом толщина пласта постоянна, а его кровля и подошва непроницаемы.

в) в лабораторных условиях при течении через цилиндрический керн или прямую трубу постоянного сечения, заполненную пористой или трещинной средой.

Для одномерного (плоскопараллельного потока между прямолинейным контуром питания и прямолинейной галереей стока) (3.1):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0; \quad (3.1) \quad \text{при линейном законе фильтрации} \quad w = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.2)$$

решением дифференциального уравнения движения жидкости является известная формула Дарси определения расхода (дебит галереи) (3.3 или 2.69):

$$Q = w * F = \frac{kh}{\mu} a \frac{(p_k - p_g)}{L_k}, \quad (3.3)$$

где Q - расход жидкости в потоке;

h - рабочая толщина (мощность) пласта;

a - ширина потока;

L_k - длина потока (расстояние от контура питания до прямолинейной галереи стока);

p_k - пластовое давление на контуре питания;

p_g - пластовое давление на прямолинейной галерее стока.

Для двух частей пласта с линейными размерами x и $L-x$ можно записать :

$$\frac{k(p_k - p)}{\mu x} ah = \frac{k(p - p_g)}{\mu(L - x)} ah$$

Из этого равенства получаем формулу для распределения давления:

$$p = p_k - \frac{p_k - p_g}{L} x \quad p = p_g + \frac{p_k - p_g}{L} (L - x)$$

где X – расстояние до произвольного сечения пласта с давлением P .

Распределение давления вдоль линии тока, скорость фильтрации и

градиент давления, вид карты изобар потока.

3.1.2 Плоскорадиальный поток

Плоскорадиальный фильтрационный поток наблюдается при отборе флюида из одной скважины, пробуренной в пласте на всю его толщину и имеющей открытый забой (пласт ничем не защищен, нет фильтров, открытый забой цилиндрической формы). Пласт в этом случае представлен в виде постоянной толщи неограниченной или ограниченной протяженности, но форма пласта представлена в виде круга с постоянной толщиной.

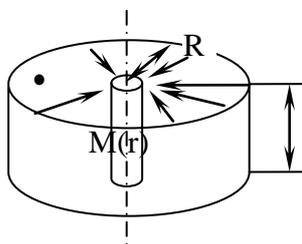


Рисунок 3.3- Плоско-радиальный поток

При этом частицы флюида движутся по радиально сходящимся горизонтальным траекториям. Карта линий тока горизонтальной плоскости проведенной в пласте будет одинакова по всей его толщине и для изучения движения жидкости в плоскорадиальном фильтрационном потоке достаточно знать параметры движения только в одной горизонтальной плоскости. Характеристики фильтрации (давление, скорость движения) в любой точке этого потока зависят от расстояния рассматриваемой точки от оси скважины.

Пласт ограничен контуром питания, который представляет собой боковую поверхность цилиндра радиусом R_k , давление на котором p_k и оно постоянно. Внутри пласт ограничен стенками скважины, радиус которой r_c , а давление на стенках скважины p_c , рисунок 3.3. Площадь фильтрации представлена боковой поверхностью цилиндра радиусом или это стенки скважины. Кровля и подошва в пласте считается непроницаемыми, если скважина добывающая, то линия тока направлена к скважине, если нагнетательная, то от скважины.

Траектории всех частиц жидкости – прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящиеся к центру скважины, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока параллельны и равны между собой; изотакси и эквипотенциальные поверхности перпендикулярны траекториям и образуют цилиндрические окружности с осью, совпадающей с осью скважины. Схемы линий тока в любой горизонтальной плоскости потока будут идентичными и для характеристики потока достаточно рассмотреть движение жидкости в одной горизонтальной плоскости, рисунок 3.4.

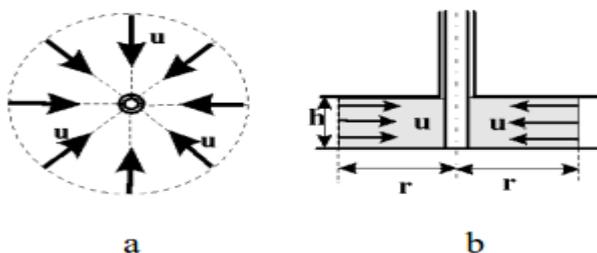


Рисунок 3.4--Схема плоскорадиального течения: а-горизонтальное сечение; б -вертикальное сечение

Примеры

а) горизонтальный пласт постоянной толщины h и неограниченной протяженности, подошва и кровля пласта непроницаемы. Пласт вскрыт единственной гидродинамически совершенной скважиной (рисунок 3.4), то есть, вскрыт на всю толщину, и забой полностью открыт. Для эксплуатационной скважины поток – радиально-сходящийся, а для нагнетательной – радиально-расходящийся. Плоскорадиальным потоком будет занята вся зона от стенки скважины до контура питания.

б) гидродинамически несовершенная скважина (скважина с перфорированным забоем – несовершенство по характеру вскрытия или не полностью вскрывшая пласт – несовершенство по степени вскрытия). Вблизи скважины линии тока искривляются, и поток можно считать плоскорадиальным только при некотором удалении от скважины.

в) круговая батарея эксплуатационных скважин – поток плоскорадиален на некотором удалении, т.к. жидкость движется, как бы к укрупнённой скважине радиуса, равного радиусу окружности батареи.

Для плоскорадиального потока дифференциальное уравнение движения жидкости имеет следующий вид (3.4):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = 0 \text{ или } \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad (3.4)$$

В плоскорадиальном потоке возможны два направления движения жидкости: к центру потока (сток) или от центра (источник). Уравнения движения жидкости в обоих случаях будут отличаться лишь по знаку. Движение жидкости осуществляется между двумя концентрическими круговыми контурами, где поддерживается постоянное давление. Среди таких контуров выделяют контур питания и контур, совпадающий со стенкой скважины (давление на последнем контуре носит название забойного давления). При линейном законе фильтрации, когда $w = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$, решением дифференциального уравнения движения жидкости является известная формула Дюпюи для притока жидкости в скважину (к стоку) (3.5):

$$Q = w * F = \frac{2\pi kh (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}} = \frac{2\pi r h k}{\mu} \frac{dp}{dr}, \quad (3.5)$$

Разделим переменные и проинтегрируем уравнение (3.5), получим формулу Дюпюи:

$$Q * \mu * \int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{r} = 2\pi kh * \int_{p_c}^{p_k} dp$$

где r_k - радиус кругового контура питания;

p_k и p_c - давление на контуре питания и забойное давление (давление на стенке скважины);

r_c - радиус скважины; $F=2\pi r h$.

Вокруг работающей скважины (стока) образуется симметричная область пониженных давлений (воронка депрессии), описываемая логарифмическим уравнением:

$$P = P_k - \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \ln \frac{r_k}{r} \text{ или } P = P_c + \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c} \quad (3.6)$$

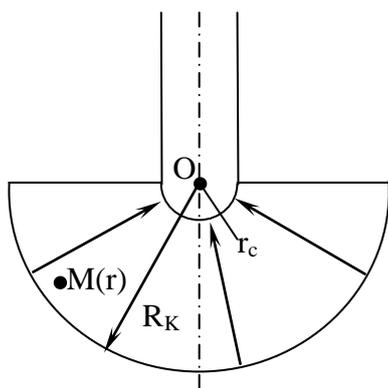
Зависимость между расходом жидкости в установившемся плоскорадиальном потоке и перепадом давления линейная (3.7):

$$Q = K \Delta p, (3.7).$$

Коэффициент пропорциональности K носит название коэффициента продуктивности скважины, а величина, обратная коэффициенту продуктивности, ω называется фильтрационным сопротивлением скважины, определяется по (3.8):

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad \omega = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_k}{r_c}. (3.8)$$

3.1.3 Радиально-сферический поток



Радиально-сферический фильтрационный поток встречается при отборе флюида из скважины, которая пробурена в пласте, имеющем форму полусферы радиусом R_k . Схема этого потока следующая: точка M произвольная с текущей координатой r . Кровля данной модели горизонтальна и непроницаема, толщина пласта не ограничена.

Рисунок 3.5- Радиально-сферический поток

Траектории движения частиц будут прямолинейны и радиально сходятся в центре полусферического забоя. Движение установившееся поэтому давление и скорость фильтрации в любой точке потока будут

функциями от расстояния r рассматриваемой точки до центра. Поэтому поток является одномерным и называется радиально-сферическим. Такой поток можно наблюдать, когда скважина вскрывает только кровлю пласта или же глубина бурения значительно меньше, чем толщина пласта.

Траектории всех частиц жидкости – прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящиеся к центру полусферического забоя; эквипотенциальные поверхности перпендикулярны траекториям и образуют сферические поверхности. Скорость фильтрации в любой точке потока является функцией только расстояния этой точки от центра забоя. Следовательно, этот вид фильтрационного потока также является одномерным. Такой поток может реализовываться, когда скважина вскрывает только плоскую горизонтальную, непроницаемую кровлю пласта (рисунок 3.6). Пласт при этом должен быть неограниченной толщины, а забой иметь полусферическую форму. Приближение к данному виду потока тем лучше, чем глубина вскрытия меньше толщины пласта. Все представленные схемы одномерных фильтрационных потоков позволяют реальную фильтрацию флюидов, возникающую при разработке нефтяных или газовых месторождений, сводить к простейшим моделям или их сочетаниям и решать конкретные задачи, которые в конечном счете сводятся к определению в любой точке потока следующих характеристик: дебита (расхода), давления, скорость фильтрации, а также устанавливаем закон движения частиц флюида вдоль их траектории и определения средневзвешенного по объему порового пространства (или среды) пластового давления \tilde{p} .

Описанные три вида одномерного потока играют большую роль при решении многих задач нефтегазопромысловой практики. Естественно, моделируя реальное течение одним из трёх указанных видов, мы прибегаем к некоторой схематизации реальных пластов и течений жидкости. Тем не менее, рассмотренные схемы не только воспроизводят, хотя и приближенно простейшие случаи течения жидкости в реальном пласте, но и помогают изучать более сложные виды потоков пластовой жидкости в тех случаях, в которых сложный фильтрационный поток удобно представить себе состоящим из простейших видов потока.

3.2 Исследование одномерных течений

3.2.1 Задача исследования

Задача исследования установившегося фильтрационного потока заключается в определении дебита (расхода), давления, градиента давления и скорости фильтрации в любой точке потока, а также в установлении закона движения частиц жидкости (или газа) вдоль их траекторий и в определении средневзвешенного по объёму порового пространства пластового давления.

3.2.2 Общее дифференциальное уравнение

При условии вытеснения флюида из пласта или его нагнетания в пласт через галерею или скважину условимся принимать за координату произвольной точки пласта расстояние r до этой точки от:

- 1) галереи (для прямолинейно- параллельного потока);
- 2) центра контура скважины в основной плоскости (плоскости подошвы пласта) фильтрации (для плоскорадиального потока);
- 3) центра полусферического забоя скважины (для сферически- радиального потока).

В случае одномерного потока пласт представляется укрупнённой трубкой тока, а из условия неразрывности потока (уравнение 2.4) следует, что при установившейся одномерной фильтрации массовый расход G через все изобарические (эквипотенциальные) поверхности, определяемые уравнением $r=\text{const}$, в трубке тока будет один и тот же. Таким образом .:

$$\rho u = G / F(r), \quad (3.9),$$

где $F=F(r)$ - площадь эквипотенциальной поверхности в функции координаты r ;

G -массовый расход;

u –скорость фильтрации;

ρ –плотность жидкости.

Отметим, в данном случае средняя скорость фильтрации на некоторой эквипотенциальной поверхности совпадает со скоростью фильтрации в любой точке этой поверхности.

Определим величину площади F для различных видов одномерных потоков: прямолинейно-параллельный поток - $F(r)=Vh$; плоско-радиальный поток - $F(r) =2\pi h r$; радиально-сферический поток - $F(r) = 2\pi r^2$.

Обратившись к уравнениям (2.52) главы второй $\rho u = -\text{grad}\phi$, $d\phi = k*\rho/\mu dP$ и $\rho u = G / F(r)$ следует отметить, что положительный массовый дебит будет в тех случаях, когда r отсчитывается от стока, т.е. галерея или скважина - эксплуатационная. Приравнивая правые части уравнений, получаем общее дифференциальное уравнение трех простейших видов потенциального одномерного потока:

$$\frac{d\phi}{dr} = \frac{G}{Ar^j} \quad (3.10)$$

где A и j имеют следующие значения: прямолинейно-параллельный поток - $A = Vh$, $j = 0$; плоско-радиальный поток - $A = 2\pi h$, $j = 1$; радиально-сферический поток - $A = 2\pi$, $j = 2$.

Параметр j получил название *показателя формы потока*, т.к. характеризует вид одномерного течения. Разделив в (3.10) переменные и проинтегрировав, получим:

$$\varphi = \frac{G}{A} * \frac{r^{1-j}}{1-j} + C \quad (3.11)$$

где C - произвольная постоянная, определяемая из граничных условий. Из формулы (3.11) следует, что она верна при значениях $j=0;2$. При $j=1$ (плоскорадиальный поток) интегрирование (3.10) даёт

$$\varphi = \frac{G}{2\pi h} \ln r + C \quad (3.12)$$

Найдем единственное решение, соответствующее заданным граничным условиям, т.е. определим постоянную C . Наиболее часто представляются следующие *два варианта задачи*.

1) известны: постоянный массовый дебит G и значение потенциала φ на одной из граничных поверхностей рассматриваемой области пласта, например, на питающем контуре (пластовое значение потенциала) эксплуатационной галереи или скважины ($G = G_0 = \text{const}$, $\varphi = \varphi_k$ при $r = r_k$). Подставляя данные значения в (3.11), получаем:

$$\varphi = \varphi_k - \frac{G}{A} * \frac{r_k^{1-j} - r^{1-j}}{1-j} \quad (3.13)$$

Для замыкания данного уравнения необходимо соотношение для массового дебита $G = G_0 = \text{const}$.

2) известны: значения потенциалов на двух граничных поверхностях пласта, например, на забое скважины и на границе пласта с областью питания (на контуре питания). Таким образом: $\varphi = \varphi_c$ при $r = r_c$; $\varphi = \varphi_k$ при $r = R_k$. Подставляя в равенство (3.11) один раз значения R_k и φ_k , а другой раз значения φ_c и r_c , и исключая из двух полученных уравнений постоянную C , найдём массовый дебит G или объёмный дебит Q :

$$G = A * \frac{(1-j) * (\varphi_k - \varphi_c)}{r_k^{1-j} - r_c^{1-j}} \quad (3.14)$$

где значения A и j приведены выше. Исключая из (3.13) величину G/A , при помощи формулы (3.14.) получаем:

$$\varphi = \varphi_k - a_\varphi * (r_k^{1-j} - r^{1-j}), \quad (3.15)$$

$$\text{где } a = \frac{\varphi_k - \varphi_c}{r_k^{1-j} - r_c^{1-j}}$$

По (3.15) можно определить значение потенциала для любой точки пласта с координатой r , если дебит неизвестен. В случае плоскорадиального потока ($j = 1$) соответственно рассмотренным выше двум вариантам задачи и поставленным граничным условиям получим равенства:

$$G = 2\pi h * \frac{\varphi_k - \varphi_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \quad (3.16)$$

$$\varphi = \varphi_k - \frac{G}{2\pi h} * \ln \frac{r_k}{r} \quad (3.17)$$

Таким образом, формулы (3.16), (3.17) действительны только для плоскорадиального потенциального потока любой жидкости. Для других видов одномерного движения имеем формулы (3.14), (3.15). Распределение градиента потенциала описывается зависимостью (3.10).

3.2.3 Потенциальные функции

В предыдущем разделе были получены соотношения, определяющие массовый дебит (3.14, 3.16), распределения потенциала (3.15, 3.17) и градиента потенциала (3.10). В то же время для задач исследования необходимо определение объёмного дебита, давления и скорости фильтрации. В связи с этим, определим выражения потенциальной функции:

$$\varphi = \int \frac{k\rho}{\eta} dp + C \quad (3.18)$$

для случаев флюидов различной физической природы (жидкость или газ), а также различных типов коллекторов (пористые или трещиноватые).

1 Не сжимаемая жидкость и недеформируемый (пористый) пласт

В данном случае $k = \text{const}$, $\rho = \text{const}$, $\eta = \text{const}$. Потенциал эквивалентен давлению. Таким образом:

$$\varphi = \frac{k\rho}{\eta} p + C \quad (3.19)$$

2 Несжимаемая жидкость и трещиноватый (деформируемый) пласт

Для данных условий $\rho = \text{const}$ и, как в предыдущем случае, $\eta = \text{const}$, потенциал эквивалентен давлению в четвертой степени, но

$$k = k_m^0 * [1 - \beta^*(p_0 - p)]^3 \quad (3.20)$$

где β^* изменяется в пределах от $0,01 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{н}$ до $0,006 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{н}$.

В таком случае:

$$\varphi = \frac{k_m^0}{4\eta\beta^*} \rho * [1 - \beta^*(P_0 - p)]^4 + C \quad (3.21)$$

3 Упругая жидкость и недеформируемый пористый пласт

Считаем $k = \text{const}$, $\eta = \text{const}$, но т.е. потенциал эквивалентен плотности:

$$\rho = \rho_0 e^{\beta_{ж*}(P-P_0)} \quad (3.22)$$

$$\beta_{ж} = \frac{d\rho}{\rho dp} \quad (3.23)$$

В этом случае :

$$\varphi = \frac{k\rho}{\eta\beta_{ж}} + C \quad (3.24)$$

4 Совершенный газ и недеформируемый пористый пласт

В данных условиях $k = \text{const}$, $\eta = \text{const}$, но при изотермической фильтрации потенциал эквивалентен давлению во второй степени:

$$\rho = \rho_{ст} p / p_{ст} \quad (3.25)$$

При подстановке выражения (3.25) в (3.18) имеем после интегрирования:

$$\varphi = \frac{k\rho_{ст}}{2\eta p_{ст}} p^2 + C \quad (3.26)$$

Данная потенциальная функция получила название функции Лейбензона по имени автора впервые её предложившего.

5 Реальный газ и недеформируемый пласт

Как и в предыдущем случае полагаем $k = \text{const}$, $\mu = \text{const}$. Уравнение состояния реального газа имеет вид :

$$p = z\rho R T, \quad (3.27)$$

В случае изотермического течения газа справедливо зависимость плотности газа от сжимаемости и давления:

$$\rho = \rho_{ст} \frac{p}{p_{ст}} * \frac{z(p_{ст})}{z(p)} \quad (3.28)$$

где $z(p_{cm})$ полагают равным 1.

С учетом (3.25), потенциальная функция запишется в виде:

$$\varphi = \frac{k\rho_{ст}}{\rho_{ст}} f(p) + C \quad (3.29)$$

где $f(p) = \int [\eta(p)z(p)]^{-1} p dp$

Для вычисления интеграла $f(p)$ наиболее часто применяется следующий способ: по графикам или эмпирическим зависимостям $z(p)$, $\eta(p)$ определяются значения $z(p_c) = z_c$, $\eta(p_c) = \eta_c$, $z(p_k) = z_k$, $\eta(p_k) = \eta_k$; переменные z , η под знаком интеграла заменяются постоянными, равными $z = (z_c + z_k) / 2$; $\eta = (\eta_c + \eta_k) / 2$. В этом случае можно вычислить интеграл $f(p)$:

$$f(p) = \frac{p^2}{2\eta z} + C \quad (3.30)$$

где η , z средние значения вязкости и сжимаемости газа в зависимости от давления

3.2.4 Анализ основных видов одномерных потоков

Для практического исследования фильтрационных потоков необходимо знать распределение не абстрактной функции - потенциала, а конкретных физических параметров - давления, скорости, закона движения и т.д. Следовательно, необходим переход от зависимостей (3.10, 3.14-3.17) к зависимостям, определяющим выше перечисленные параметры при использовании, приведенных в разделе 3.2.3. выражений для потенциальной функции. В связи с тем, что для разработки месторождений наибольшее значение имеет *плоско-радиальный тип течения* (приток к скважине), то ограничимся получением указанных зависимостей для данного вида течения. При этом исходными будут уравнения (таблица 3.1):

Таблица 3.1- Исходные характеристики плоско-радиального типа течения

изменения потенциальной функции	притока, массовый дебит	изменения градиента потенциала
$\varphi = \varphi_k - \frac{\Delta\varphi_k}{\ln \bar{r}_k} \ln \frac{r_k}{r}$, 3.31	$G = 2\pi h \frac{\Delta\varphi_k}{\ln \bar{r}_k}$; 3.32	$\frac{d\varphi}{dr} = \frac{1}{r} \frac{\Delta\varphi_k}{\ln \bar{r}_k}$ 3.33
где $\Delta\varphi_k = \varphi_k - \varphi_c$; $\bar{r}_k = \frac{r_k}{r_c}$		

1 Течение несжимаемой жидкости через недеформируемый (пористый) пласт

Характеристики несжимаемой жидкости через недеформируемую среду приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2- Течение несжимаемой жидкости через пористый пласт

изменения потенциальной функции	распределение давления	Градиент давления
$\varphi = \frac{k\rho p}{\eta} + C$ (3.34)	$P = p_k - a_1 \ln(rk/r)$, где $a_1 = \Delta p_k / \ln r_k$ 3.35	$dp/dr = a_1/r$ 3.36
Объемный дебит по формуле Дюпюи	Скорость фильтрации	Закон движения частиц флюида
$Q = \frac{2\pi hk}{\eta} a_1$; 3.37	$u = \frac{Q}{2\pi hr} = \frac{k}{\eta} a_1 \frac{1}{r}$; 3.38	$\frac{dr}{dt} = \frac{Q}{2\pi mhr}$ 3.39

Интегрируем данное соотношение 3.39 по времени от 0 до t и по расстоянию от R_0 до r , где R_0 - начальное положение частицы флюида. В результате получим:

$$t = \frac{\pi m h (R_0^2 - r^2)}{Q} \quad (3.40),$$

время в течение которого наступает установившееся состояние приближенно можно определить из соотношения А.Чатаса :

$$t_{yc} = m_{\text{э}} \beta_{\text{ж}} R_k^2 / \left(\frac{4k}{\mu_{\text{ж}}} \right) \quad (3.41)$$

где t_{yc} -время достижения установившегося состояния, с;
 $m_{\text{э}}$ -эффективная пористость пласта ; $\beta_{\text{ж}}$ -коэффициент объемной упругости жидкости, Па⁻¹, R_k – радиус контура питания, м; k -коэффициент проницаемости, м²; $\mu_{\text{ж}}$ -динамическая вязкость ,Пас.

Время отбора всей жидкости из кругового пласта

$$T = \frac{\pi m h (r_k^2 - r_c^2)}{Q} \quad (3.42)$$

Средневзвешенное давление :

$$\tilde{p} = \frac{1}{V_{\text{пор}}} \int p dV_{\text{пор}} \quad (3.43)$$

С целью получения выражения для средневзвешенного давления определим:

$$V_{\text{пор}} = \pi(r_k^2 - r_c^2)hm \quad dV_{\text{пор}} = 2\pi h m r dr \quad (3.44)$$

и, подставив в (3.35) выражение (3.31), проинтегрируем от r_c до r_k . Пренебрегая r_c , по сравнению с r_k , получаем: $\bar{p} = p_k - aI$.

Из формулы распределения давления следует, что давление в пласте распределяется по логарифмическому закону (3.35). Давление изменяется резко около скважины и незначительно у контура питания. Формула распределения давления в пространстве определяет поверхности, которые созданы вращением образующей вокруг оси симметрии скважины. Поверхность, соответствующая распределению давления, носит название воронки депрессии.

Примечание. При выводе соотношения для средневзвешенного давления интеграл не берется в конечном виде. Поэтому подинтегральное выражение приводится к виду $(1 - x)^{0.5}$ и раскладывается в ряд Тейлора. Беря первые два члена ряда, а именно, $1 - x/2$, получаем выражение, которое можно интегрировать по частям. После пренебрежения членами с r^2 получаем вышеприведенное соотношение. Уравнение притока в случае плоскорадиального течения получило название – соотношение Дююи. Для прикладных исследований при определении характеристик пласта по методу установившихся отборов строится индикаторная линия, которая представляет собой график зависимости расхода от разности давлений на контуре питания и на забое скважины (депрессии). Уравнение индикаторной линии при плоскорадиальном потоке задается уравнением прямой. Угол наклона индикаторной линии показывает насколько изменяется дебит пласта при изменении депрессии на единицу, [9,12,14,15]

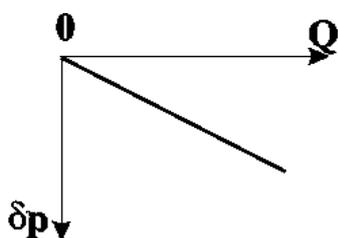


Рисунок 3.7 -
Индикаторная диаграмма в случае плоскорадиального течения несжимаемой жидкости в недеформируемом пласте по закону Дарси

Анализ:

1. Дебит не зависит от r , а только от депрессии δp_k . График зависимости Q от δp_k (Рисунок 3.7) называется *индикаторной диаграммой*, а сама зависимость - *индикаторной*. Отношение дебита к депрессии называется *коэффициентом продуктивности скважины*:

$$K = \frac{Q}{\Delta P_k} \left[\frac{m^3}{сПа} \right] \quad (3.45)$$

2. Градиент давления dp/dr и, следовательно, скорость u обратно пропорциональны расстоянию (рисунок 3.8) и образуют гиперболу с резким возрастанием значений при приближении к забою.

3. Графиком зависимости $p=p(r)$ является логарифмическая кривая (рисунок 3.9), вращением которой вокруг оси скважины образуется поверхность, называемая *воронкой депрессии*. Отсюда, основное влияние на дебит оказывает состояние призабойной зоны, что и обеспечивает эффективность методов интенсификации притока.

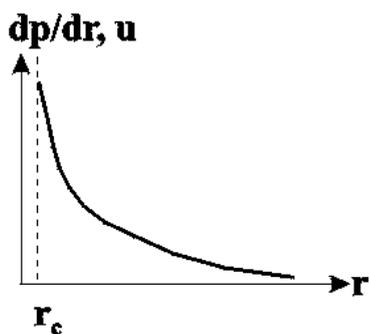


Рисунок 3.8 - Зависимость градиента давления и скорости от расстояния до центра скважины

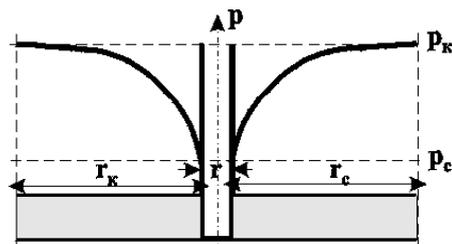


Рисунок 3.9- Распределение давления по радиусу

4. Изобары - концентрические, цилиндрические поверхности, ортогональные траекториям движения флюида т.е. линиям тока.

5. Дебит слабо зависит от величины радиуса контура r_k для достаточно больших значений r_k / r_c , так как r_k / r_c входят в формулу под знаком логарифма

6. Из формулы Дюпюи можно найти параметр гидропроводности: $E=kh/\mu_n$. При однородном коллекторе и линейном законе гидропроводность во всех скважинах одинаковая, или близкие по значениям.

2

Течение

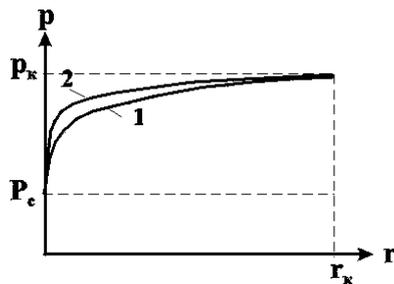
несжимаемой жидкости в трещиноватом (деформируемом) пласте

Характеристики течения несжимаемой жидкости в трещиноватом пласте представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 –Течение жидкости в трещиноватом пласте

изменения потенциальной функции	распределение давления	Градиент давления
$\varphi = \frac{k_t^0 \rho}{4\eta\beta^*} [1 - \beta^*(p_k - p)]^4 + c \quad (3.46)$	$p = p_k - \frac{1 - L^{0.25}}{\beta}$ $L = 1 - a_2 \cdot \ln(r_k/r) / \ln r_k$ $a_2 = [1 - (1 - \beta^* \Delta p_k)^4]$ <p>3.47</p>	$\frac{dp}{dr} = \frac{a_2}{4r \ln r_k} \frac{1}{[1 - \beta^*(p_k - p)]^3}$ <p>3.48</p>
Объемный дебит	Скорость фильтрации	Закон движения частиц флюида

$Q = \frac{\pi h k_t^0}{2\mu\beta^* \ln r_k} a_2$ <p>3.49</p>	$U = \frac{Q}{2\pi h r} = \frac{k}{4\mu\beta^*} a_2 \frac{1}{r}$ <p>3.50</p>	При $\beta^*=0$, т.е. для недеформируемого трещиноватого пласта, после раскрытия неопределённости в формуле (3.31) получаем формулу Дюпюи.
$\begin{aligned} [1 - \beta^*(p_k - p)]^4 &\approx 1 - 4\beta^*(p_k - p); \\ [1 - \beta^*(p_k - p_c)]^4 &\approx 1 - 4\beta^*(p_k - p_c) \end{aligned}$ <p>3.51</p>		При малых депрессиях на пласт из-за малости β^* можно считать, что справедливо 3.51 и пласт недеформируем



1- недеформируемый пласт
2- трещиноватый пласт
Рисунок 3.10- Кривые распределения давления

Анализ:

1. В общем случае воронка депрессии для деформируемого пласта более крутая, чем для недеформируемого, пористого (рисунок 3.10). Указанный характер графиков подтверждает, что в деформируемом трещиноватом пласте, за счет уменьшения раскрытости трещин, при снижении пластового давления возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, вызывающие резкое понижение давления на сравнительно

небольшом расстоянии от скважины, причем более резко снижается давление в пласте с большим β^* .

2. Из формулы для объёмного дебита (3.49) следует, что индикаторная кривая - парабола четвёртого порядка с координатами вершины (3.52):

$$Q = \frac{\pi h k_t^0}{2\mu\beta^* \ln r_k} \text{ и } \Delta p_c = 1/\beta^* \quad (3.52)$$

Парабола проходит через начало координат, симметрична относительно оси, параллельной оси дебитов; вторая ветвь смысла не имеет (рисунок 3.11).

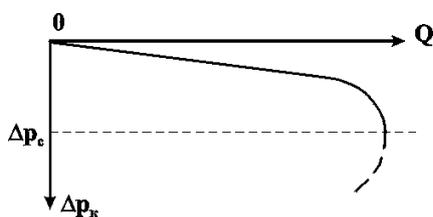


Рисунок 3.11- Вид индикаторной кривой при фильтрации несжимаемой жидкости в трещиноватом пласте

Однако если учесть реальные пластовые условия (полного смыкания трещин не происходит, т.к. не учитываются факторы, связанные с изменением характеристик течения из-за изменения раскрытия трещин в направлении потока), то можно говорить только о приближённом выполнении экстремальных условий.

3. Комплексный параметр β^* можно определить или графоаналитически или непосредственно из (3.49), взяв по индикаторной кривой два известных значения дебита Q_1 и Q_2 при двух значениях депрессии Δp_{c1} , Δp_{c2} , т.е. из соотношения:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{1 - (1 - \beta^* \Delta P_{C1})^4}{1 - (1 - \beta^* \Delta P_{C2})^4} \quad (3.53)$$

По найденному β^* можно из уравнения (3.49) определить проницаемость k^0_{τ} .

3. Потенциальное движение упругой жидкости через недеформируемый пласт

При данном виде течения :

$$\varphi = \frac{k}{\mu \beta_{ж}} \rho + c. \quad (3.54)$$

Подобно тому, как в случае однородной несжимаемой жидкости существует линейная зависимость между потенциалом φ и давлением p , так в установившемся потоке малосжимаемой жидкости существует линейная зависимость между φ и плотностью ρ . Это означает, что для упругой жидкости зависимость между ρ координатой r выражается точно теми же формулами, какими выражается зависимость между p и r при однородной несжимаемой жидкости. Чтобы найти зависимость для давления подставим в уравнения, связывающие переменные ρ и r , значения ρ , ρ_k и ρ_c , определяемые уравнением состояния. Тогда для плоскорадиального течения имеем:

$$\frac{e^{\beta_{ж} p} - e^{\beta_{ж} p_c}}{e^{\beta_{ж} p_k} - e^{\beta_{ж} p_c}} = \frac{\ln \bar{r}}{\ln \bar{r}_k}. \quad (3.55)$$

Если взять приближенное линейное уравнение состояния, то придём к тем же зависимостям между p и r , что и при однородной несжимаемой жидкости.

Массовый дебит для упругой жидкости определяется :

$$G = \frac{2\pi h \Delta p_k}{\mu \beta_{ж} \ln r_k} \quad (3.56)$$

Приближенная формула массового дебита получается при использовании линейного уравнения состояния:

$$Q = \frac{2\pi h k \rho_{сг} \Delta p_k}{\mu \ln r_k} \quad (3.57)$$

Разделив G на плотность ρ , найдем объёмный дебит Q , приведённый к тому давлению, которому соответствует плотность ρ . Так, приводя объёмный дебит к стандартному давлению в 0,1013 МПа, делим G на $\rho_{сг}$. В этом случае формула (3.57) будет совпадать с формулой, справедливой для несжимаемой жидкости.

Пренебрегать сжимаемостью жидкости в установившемся потоке можно только при условии достаточно малой величины коэффициента $\beta_{ж}$ и не очень большого перепада давления $\Delta p_c = p_k - p_c$. В этом случае можно, как для

несжимаемой жидкости, считать постоянным вдоль потока не только массовый дебит, но и объёмный. В противном случае, вдоль потока: постоянен только массовый дебит; массовая скорость фильтрации изменяется по тому же закону, что скорость фильтрации для несжимаемой жидкости.

Время движения частицы упругой жидкости рассчитывается так же, как и для несжимаемой жидкости.

При нарушении линейного закона фильтрации (индикаторная линия выпуклая в сторону оси дебитов) и действия параболического закона можно получить линейную зависимость депрессии от добита графическим или аналитическим способом, [9,12,14,15].

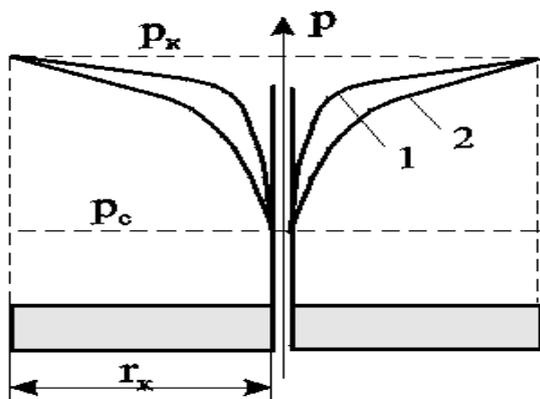
4. Течение совершенного газа через недеформируемый пласт

Основные характеристики течения совершенного газа через недеформируемый пласт приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4- Течение совершенного газа через недеформируемую среду

Изменения потенциальной функции	Распределение давления	Градиент давления
$\varphi = \frac{k \rho_{ст}}{2 \eta \rho_{ст}} p^2 + C$ (3.58)	$p^2 = p_k^2 - \frac{\Delta p_k^2}{\ln \bar{r}_k} \ln \frac{r_k}{r}$, (3.59) где $\Delta p_k^2 = p_k^2 - p_c^2$.	$\frac{dp}{dr} = \frac{1}{r} \frac{1}{p} \frac{\Delta p_k^2}{2 \ln \bar{r}_k}$ (3.60)
Объёмный дебит	Скорость фильтрации	Уравнение притока
$Q_{ст} = \frac{\pi h k \Delta p_k^2}{\eta \rho_{ст} \ln \bar{r}_k}$. (3.61)	$u = \frac{1}{r} \frac{1}{p} \frac{k \Delta p_k^2}{2 \eta \ln \bar{r}_k}$ (3.62)	$G = \frac{\pi h k \rho_{ст} \Delta p_k^2}{\eta \rho_{ст} \ln \bar{r}_k}$. (3.63)

Распределение давления при плоскорадиальном течении в недеформируемом газовом пласте представлено на рисунке 3.12.



1-газ; 2-несжимаемая жидкость
Рисунок 3.12- Распределение давления при плоскорадиальном течении в недеформируемом пласте

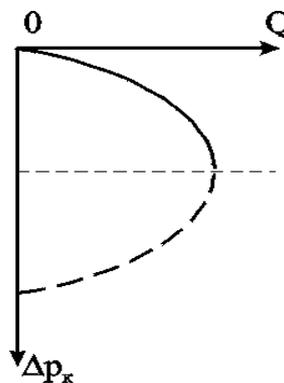


Рисунок 3.13 - Индикаторная зависимость при фильтрации газа по закону Дарси

Если сравнить распределения давления в случае потока газа с соответствующим распределением для однородной несжимаемой жидкости (рисунок 3.12), то увидим, что для газа давление вблизи стенок скважины изменяется более резко, чем для несжимаемой жидкости. Пьезометрическая кривая для газа имеет, следовательно, более пологий характер на большем своём протяжении, чем кривая несжимаемой жидкости; однако у неё более резкий изгиб у стенки скважины, чем у кривой несжимаемой жидкости.

Если обе части уравнения (3.63) разделить на $p_{ст}$, то получим формулу для объёмного дебита, приведенного к стандартному давлению

Таким образом, индикаторная зависимость для газа описывает параболическую зависимость дебита $Q_{ст}$ от депрессии Δp_k (рисунок 3.13) и линейную зависимость дебита от разницы квадратов пластового и забойного давлений в отличие от индикаторной зависимости для несжимаемой жидкости, где устанавливается линейная связь дебита с депрессией.

Распределение градиента давления по формуле (3.60) (таблица 3.4).

Из данной формулы следует, что градиент давления вблизи забоя резко возрастает как за счёт уменьшения r , так и за счёт падения давления p , вызванного сжимаемостью газа. *Изменение скорости фильтрации* получим из закона Дарси при использовании уравнения (3.63). Из (3.62) видно, что скорость фильтрации слабо меняется вдали от скважины и резко возрастает в призабойной зоне. Таким образом, индикаторная зависимость для газа описывает параболическую зависимость дебита $Q_{ст}$ от депрессии Δp_k (рисунок 3.13) и линейную зависимость дебита от разницы квадратов пластового и забойного давлений в отличие от индикаторной зависимости для несжимаемой жидкости, где устанавливается линейная связь дебита с депрессией

Уравнение индикаторной линии. Уравнение (3.61) устанавливает линейную связь между дебитом и разностью квадратов контурного и забойного давлений, поэтому для простоты исследований индикаторная диаграмма при фильтрации идеального газа по закону Дарси строится в координатах $Q_{ст} - (p_k^2 - p_c^2)$. В этом случае имеем прямую (рисунок 3.14), проходящую через начало координат с угловым коэффициентом:

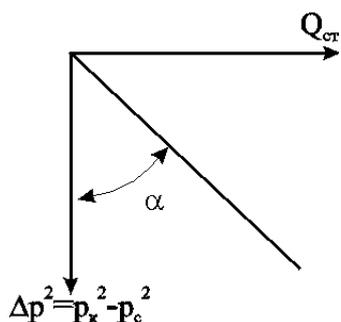


Рисунок 3.14 - Индикаторная зависимость при фильтрации газа по закону Дарси в переменных $Q - \Delta p^2$

$$a = \frac{\pi h k}{\mu p_{ст}} \ln r_k \quad (3.64)$$

Запишем уравнение (3.61) в координатах $Q_{ст} - (p_k - p_c)$. Так как $Q_{ст} = a(p_k^2 - p_c^2)$, а разность квадратов $p_k^2 - p_c^2 = 2p_k \Delta p_c - (\Delta p_c)^2$, где $\Delta p_c = p_k - p_c$, то получим: $Q_{ст} = a[2P_k \Delta P_k - (\Delta P_k)^2]$.

Таким образом, для случая фильтрации совершенного газа по закону Дарси, имеем параболу с осью, параллельной оси дебитов (рисунок 3.13).

Ветвь параболы, изображенная пунктиром, физического смысла не имеет, [9,12,14,15]

5. Реальный газ и недеформируемый пласт

Следует использовать при давлении $p_{пл} > 10$ МПа и депрессии на пласт $p_c/p_k < 0.9$. Как и в предыдущем случае, полагаем $k = \text{const}$. Уравнение состояния реального газа имеет вид : $p = z\rho RT$ или для изотермического течения газа:

$$\rho = \rho_{ст} \frac{p}{p_{ст} z(p)} \quad (3.65)$$

Потенциальная функция имеет вид:

$$\varphi = \frac{k\rho_{ст} p^2}{p_{ст} 2\eta Z} + C \quad (3.66)$$

где $\bar{z} = (z_c + z_k) / 2$; $\eta = (\eta_c + \eta_k) / 2$; $z_c = z(p_c)$,

$\eta_c = \eta(p_c)$, $z_k = z(p_k)$, $\eta_k = \eta(p_k)$.

Подставив в (3.63) выражение потенциала (3.66) и перейдя от массового дебита к объёмному, приведённому к стандартным условиям, $Q_{ст} = G/\rho_{см}$, получим уравнение притока реального газа в недеформируемом пласте:

$$Q_{ст} = \frac{\pi h k}{\eta z p_{ст}} \frac{\Delta P_K^2}{\ln r_k} \quad (3.67)$$

где Z, η средние значения сжимаемости и вязкости реального газа

Полученное выражение для дебита реального газа отличается от выражения (3.61) совершенного газа среднепластовыми множителями $\bar{\eta}$ и \bar{z} . Если сравнить расчётные значения, то можно заметить, что *дебиты реального газа ниже дебитов совершенного при тех же условиях*. Для тяжелых углеводородов дебит природного газа может составлять всего лишь 72% дебита совершенного.

3.2.5 Анализ одномерных потоков при нелинейных законах фильтрации

В области нарушения верхней границы закона Дарси необходимо использовать степенной или двухчленный законы фильтрации. В целях общности рассмотрим фильтрацию при двухчленном законе для случая плоскорадиального течения:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta u}{k} + bu^2 \quad (3.68)$$

где $b = \beta\rho/k^{0.5}$;

u – скорость фильтрации;

η – вязкость жидкости;

k – проницаемость коллектора;

ρ –плотность жидкости;

r –радиус фильтрации

1 Несжимаемая жидкость в недеформируемом пласте

Выразим скорость u фильтрации через дебит Q $u=Q / (2\pi rh)$ и перепишем выражение (3.68) в виде:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta}{k} \frac{Q}{2\pi rh} + b \frac{Q^2}{(2\pi rh)^2} \quad (3.69)$$

Отсюда, разделяя переменные и интегрируя, в первом случае, по радиусу от r до R_K и по давлению от p до p_K , а, во втором случае, по радиусу от r_c до R_K и по давлению от p_c до p_K , получаем распределение давления в пласте и дебит скважины :

$$P = P_K - \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_K}{r} - \frac{Q^2 b}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R_K} \right) \quad (3.70)$$

$$Pk - P_c = \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_K}{r_c} - \frac{Q^2 b}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_K} \right) \quad (3.71)$$

Дебит находится как положительный корень квадратного уравнения (3.71). Из данного уравнения видно, что индикаторная линия - парабола. Кривая распределения давления (3.70) - гипербола и воронка депрессии - гипербола вращения. Крутизна воронки депрессии у стенки скважины будет больше, чем у чисто логарифмической кривой при течении по закону Дарси.

2 Идеальный газ в недеформируемом пласте

Найдём распределение давления в круговом пласте и выведем формулу притока газа к скважине. С этой целью выразим скорость через приведённый объёмный расход:

$$u = \frac{G}{\rho f} = \frac{\rho_{CT} Q_{CT}}{\rho_{CT} \frac{P}{P_{CT}} 2\pi rh} = \frac{Q_{CT} P_{CT}}{2\pi rh P} \quad (3.72)$$

Подставим выражение (3.71) в (3.68) и, заменив плотность по уравнению состояния $\rho = z\rho R T$, получим:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta P_{CT} Q_{CT}}{k 2\pi rh P} + \rho_{CT} P_{CT} \beta \frac{Q_{CT}^2}{(k\rho)^{0.5} (2\pi rh)^2} \quad (3.73)$$

Разделив переменные и проинтегрировав в пределах $p - p_c$ и $r - r_c$ получим:

$$p^2 = p_c^2 + \frac{\eta p_{ct}}{\pi k h} Q_{CT} \ln \frac{r}{r_c} + \frac{\rho_{ct} p_{ct} \beta}{2\pi \pi h^2 k^{0.5}} Q_{ct}^2 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r} \right) \quad (3.74)$$

Распределение давления по (3.74) отличается от распределения давления по закону Дарси наличием последнего члена, что диктует более резкое изменение давления в призабойной зоне.

Интегрируя уравнение (3.74) в пределах $p_k - p_c$ и $R_k - r_c$, получаем выражение для притока при пренебрежении $1/R_k$ по сравнению с $1/r_c$ получим итоговое уравнение для оценки распределения давления (3.75) :

$$P_k^2 - P_c^2 = \frac{\eta P_{CT}}{\pi h k} Q_{CT} \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{\rho_{ct} P_{CT} \beta}{2\pi^2 h^2 r_c k^{0.5}} Q_{CT}^2 \quad (3.75)$$

или в общепринятом виде : $P_k^2 - P_c^2 = A Q_{CT} + B Q_{CT}^2$ (3.76)

Уравнение (3.76) – основное уравнение, используемое при разработке газовых и газоконденсатных месторождений, так как определяет приток газа к скважине. Коэффициенты **A** и **B** определяются по данным исследования газовых скважин при установившихся режимах графическим или аналитическим путем из формулы (3.75) ,[9,12,14,15,30]

3 Однородная несжимаемая жидкость в деформируемом (трещиноватом) пласте

Для трещиноватой среды двухчленный закон записывается в виде

$$\frac{\Delta P}{\Delta l} = a \eta u + b \rho u^2 \quad (3.77)$$

Где $a=1/k_t$ $b=1.69l_{бл}/[120(1-m_T)Kt]$ где $l_{бл}$ –средний линейный размер блока m_T –трещинная пористость; k_T –трещинная проницаемость; ρ – плотность флюида; h –мощность пласта, r –радиус контура питания, r_c – радиус скважины.

Умножим все члены (3.77) на плотность ρ и вынесем за скобки вязкость η . Тогда применительно к плоскорадиальному потоку получим:

$$\frac{d\varphi_t}{dr} = \frac{G}{2\pi hr} + \frac{1.69l_{бл}}{120\eta(1-m_t)} \frac{G^2}{(2\pi r h)^2} \quad (3.78)$$

где $\varphi_t = \int \frac{k_t \rho}{\eta} dp + C$

После разделения переменных и интегрирования (3.78) в пределах $r_c - r_k$; $\varphi_c - \varphi_k$ получим:

$$\varphi_{TK} - \varphi_{TC} = \frac{G}{2\pi h} \ln \frac{r_k}{r_c} + \frac{1.69l_{бл}}{120\eta(1-m_t)} \frac{G^2}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k}\right) \quad (3.79)$$

Если в (3.79) подставим выражение для трещинной проницаемости и выразим массовый дебит через объёмный, то будем иметь окончательное выражение:

$$\left[1 - (1 - \beta\Delta p_k)^4\right] = \frac{2\eta\beta G}{\pi h k_m^0} \ln \frac{r_k}{r_c} + \frac{1.69\beta\rho l_{бл}}{120\eta k_t^0(1-m_t)} \frac{G^2}{(\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k}\right) \quad (3.80)$$

Как видно из (3.80), индикаторная кривая в этом случае определяется в результате сложения двух парабол - параболы четвёртого порядка, симметричной относительно оси, параллельной оси дебитов, и параболы второго порядка (относительно дебита Q) симметричной относительно оси, параллельной оси депрессий (Δp_c) и отстоящей от последней на расстоянии, равном:

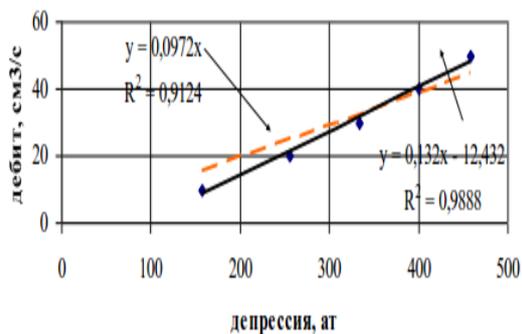
$$\frac{-120\pi h \mu (1-m_t) \ln \frac{r_k}{r_c}}{\rho l_{бл} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k}\right)} \quad (3.81)$$

4 Идеальный газ в деформируемом (трещиноватом) пласте

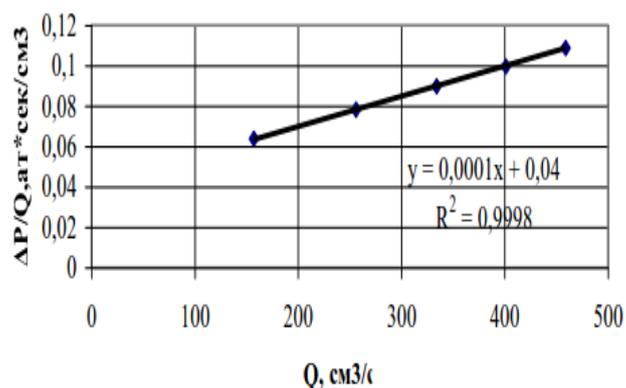
Из (3.80) при подстановке выражений для плотности, проницаемости и приведённого к стандартным условиям объёмного дебита можно получить следующее выражение:

$$\frac{k_T^0}{p_{сг}} \left\{ \left(\frac{p_K}{4\beta} - \frac{1}{20\beta^2} \right) \left[1 - (1 - \beta\Delta p_k)^4 \right] + \frac{\Delta p_k}{5\beta} (1 - \beta\Delta p_k)^4 \right\} = \frac{\mu Q}{2\pi h} \ln \frac{r_k}{r_c} + \frac{1.69l_{бл} \rho}{120(1-m_T)} \frac{Q^2}{(\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k} \right) \quad (3.82)$$

Зависимость величины проницаемости от метода обработки индикаторной диаграммы. В практике гидродинамических исследований скважин большое значение имеет этап идентификации индикаторных кривых, т.е. определение типов флюида и коллектора, а также закона притока флюида в скважину. Для примера рассмотрим, как изменение аппроксимации одних и тех же экспериментальных данных разными уравнениями притока приводит к значительному различию в значениях определяемой проницаемости (рис. 3.15).



а $Q=0,0972\Delta p$ – линейный закон
 фильтрации, без скин-эффекта (а) пунктир;
 $Q=0,132\Delta p - 12,432$ – линейный закон
 фильтрации, со скин-эффектом (а);



б
 $\Delta p=0,0001Q^2+0,04 Q$ – нелинейный закон
 фильтрации (б)

Рисунок 3.15 -Аппроксимация индикаторной диаграммы различными уравнениями притока

Из приведенных рисунков видно, что все аппроксимации находятся в области точности, удовлетворяющей точности, принятой при обработке гидродинамических исследований. В то же время, в первом случае мы имеем расчетную проницаемость $k= 0,25$ дарси, во втором – $0,19$ дарси, а в третьем – $0,61$ дарси. Таким образом, получаем, что по одним и тем же промышленным данным мы, если не сделать предварительно анализ вида течения, получим проницаемость пласта, отличающиеся в несколько раз. Следовательно, и в прогнозируемой продуктивности пласта мы ошибемся в несколько раз. Если же, в результате мероприятий по интенсификации притока изменится тип коллектора, то, считая его неизменным, можно получить результаты ещё более отличающиеся. Отсюда следует, что применение даже очень совершенных расчетных методик может привести к неправильным результатам без предварительной оценки вида течения и коллектора, так как любая программа подбирает необходимое уравнение притока по заданной точности, а часто отличия могут крыться в области, принятой за достаточно точную.

При линейной фильтрации на каждую следующую единицу при увеличении перепада давления приходится один и тот же прирост дебита. Выпуклость индикаторных линий к оси дебитов при нелинейных законах указывает, что на каждую следующую единицу при увеличении перепада давления приходится все меньший прирост дебита. Вблизи перфорационных отверстий скважин скорость фильтрации может увеличиваться настолько, что пользоваться формулой Дюпюи нельзя, в таких случаях применяют двухчленную формулу притока, [9,12,14,15,29]

3.3 Фильтрация в неоднородных средах

В продуктивных пластах в различных точках проницаемость неодинакова. При мелкомасштабном хаотичном изменении фильтрационных

характеристик по пласту пласт считается в среднем однородно-проницаемым.

Пласт называется *макронеоднородным*, если его фильтрационные характеристики (проницаемость, пористость) значительно, скачкообразно отличаются в разных областях.

Различают следующие виды макронеоднородности:

а) *слоистая неоднородность* (многослойный пласт), т.е. неоднородность по толщине пласта. Предполагается, что пропластки разделены непроницаемыми границами - гидравлически изолированы либо учитываются перетоки между слоями различной проницаемости - гидравлически сообщающиеся; поток в каждом пропластке - прямолинейно-параллельный или плоскорадиальный; в пределах каждого пропластка фильтрационные параметры постоянны, а на границе соседних они претерпевают скачок.

Если течение потенциально, то полный дебит пласта определяется как сумма дебитов всех пропластков. При практических расчетах указанный многослойный пласт можно заменить квазиоднородным с эффективной проницаемостью, (3.83):

$$k_{cp} = \sum_i \frac{k_i h_i}{h}, \quad (3.83)$$

где k_i , h_i - проницаемость и эффективная толщина i -го пропластка, h - эффективная толщина всего пласта.

б) *зональная неоднородность* - пласт по площади состоит из нескольких зон различных фильтрационных параметров, на границах которых данные параметры меняются скачкообразно. Согласно уравнению неразрывности, массовый дебит постоянен и определяется по формулам (3.84) и (3.85) из таблицы 3.5.

При замене зонально-неоднородного пласта - квазиоднородным следует использовать средние эффективные проницаемости (3.86) и (3.87), где L , R_k - радиус B в практике важное значение имеет случай притока к скважине при наличии вокруг забоя кольцевой зоны с проницаемостью, отличной от проницаемости пласта (торпедирование или кислотная обработка, установка гравийного фильтра, глинизация или порофинизация призабойной зоны и т.д.). В практике важное значение имеет случай притока к скважине при наличии вокруг забоя кольцевой зоны с проницаемостью, отличной от проницаемости пласта (торпедирование или кислотная обработка, установка гравийного фильтра, глинизация или порофинизация призабойной зоны и т.д.).

При данной задаче надо установить влияние различия проницаемостей кольцевой призабойной зоны и остальной части пласта на продуктивность скважины. С этой целью сравним дебит скважины в неоднородном пласте с двумя областями ($n = 2$ в формуле 3.84) проницаемости с дебитом скважины в однородном пласте ($n = 1$).

Таблица 3.5 –Определение массового дебита и проницаемости для зонально-неоднородного пласта

при прямолинейно-параллельном потоке	при плоскорадиальном потоке
$G = Bh \frac{\varphi_k - \varphi_c}{\sum_i l_i / k_i} \quad (3.84)$	$G = 2\pi h \frac{\varphi_k - \varphi_c}{\sum_i \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}} \quad (3.85)$
$k_{cp} = \frac{L}{\sum_i l_i / k_i} \quad (3.86)$	$k_{cp} = \frac{\ln R_k / r_c}{\sum_i \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}} \quad (3.87)$
где B - ширина пласта; l_i, r_i - протяженность i - й зоны или её внешний радиус ($r_0=r_c$); $\varphi = \int \eta^{-1} \rho dp, i=1, \dots, n$; n - число зон.	

Расчеты показывают:

1. Недопустимость постановки прогноза на будущий дебит, исходя только из данных о проницаемости призабойной зоны пласта, а следует использовать квазиоднородное приближение (формула 3.86).
2. Ухудшение проницаемости призабойной зоны сильнее влияет на дебит, чем увеличение проницаемости в этой зоне. Если произойдет заметное ухудшение проницаемости даже в небольшой области пласта, примыкающей к скважине, то дебит скважины резко снизится.
3. В случае фильтрации по закону Дарси увеличивать проницаемость призабойной зоны более, чем в 20 раз не имеет смысла, т.к. дальнейшее увеличение проницаемости практически не ведёт к росту дебита.
4. Нарушение в пластовых условиях закона Дарси усиливает положительное влияние увеличенной проницаемости призабойной зоны на производительность скважины.

3.4 Приток к несовершенной скважине

3.4.1 Виды и параметры несовершенств скважин

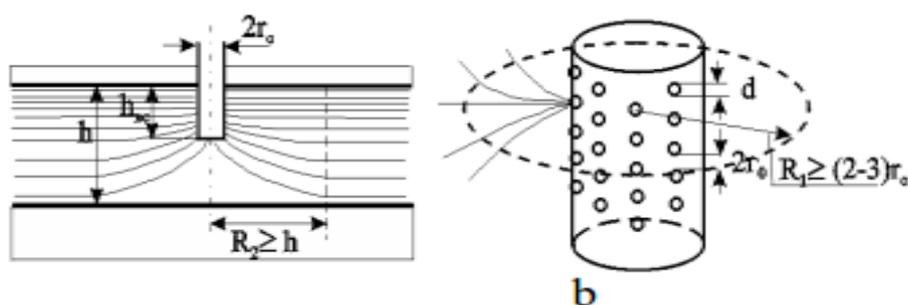
Скважина называется гидродинамически совершенной, если она вскрывает продуктивный пласт на всю толщу и забой скважины открыт, т.е. вся поверхность забоя является фильтрующей. На практике вблизи скважины имеется небольшая область – призабойная зона, в которой происходит дополнительное падение давления. В этом случае можно записать:

$$p - p_c = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r}{r_c} + s \right) \quad (3.88)$$

Здесь s – скин-эффект – безразмерный параметр, который определяет дополнительное фильтрационное сопротивление, вызывающее падение давления в призабойной зоне. В выражении (3.88) P_c – реальное забойное давление.

Если скважина с открытым забоем вскрывает пласт не на всю толщину, ее называют *гидродинамически несовершенной по степени вскрытия*. Если скважина вскрывает пласт до подошвы, но сообщение с пластом происходит только через специальные отверстия в обсадной колонне или фильтры, то ее называют *гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия*. Нередко встречаются скважины с двойным видом несовершенства. Степень и характер вскрытия определяют фильтрационные сопротивления в призабойной зоне и, в конечном итоге, производительность скважины.

Гидродинамическое несовершенство скважины проявляется в том, что в призабойной зоне пласта с конечной мощностью отсутствует радиальность потока по причине, обусловленной конструкцией забоя или фильтра.



а) по степени вскрытия ; б) по характеру вскрытия

Рисунок 3.16 – Схема притока к несовершенной скважине:

Несовершенная скважина по степени вскрытия – это скважина с открытым забоем, вскрывшая пласт не на всю мощность, а частично (рисунок 3.16,а). Скважина, хотя и доведённая до подошвы пласта, но сообщающаяся с пластом только через отверстия в колонне труб, в цементном кольце или в специальном фильтре, называется несовершенной по характеру вскрытия пласта (рисунок 3.16,б). На практике чаще всего встречаются скважины несовершенные как по степени, так и по характеру вскрытия пласта. Дебит G несовершенной скважины обычно меньше дебита G_0 совершенной, действующей в тех же условиях, что и данная несовершенная скважина. В некоторых случаях (при торпедной или кумулятивной перфорации, когда глубина прострела достаточно велика) может наблюдаться обратная картина. Отношение данных дебитов δ характеризует степень несовершенства скважины и называется *параметром несовершенства* : $\delta = G/G_0$.

Параметр несовершенства зависит от:

- h относительного вскрытия пласта $h = h_{вс}/h$, где $h_{вс}$ – глубина погружения скважины в пласт, h – толщина пласта;

- от плотности перфорации (числа отверстий, приходящихся на 1 м фильтра), размеров и формы отверстий; глубины прострела.

При расчете несовершенных скважин нередко используют понятие приведенного радиуса несовершенной скважины:

$$r_{\text{пр}} = r_c * e^{-c} \quad (3.89)$$

где r_c – радиус совершенной скважины,
 C – коэффициент несовершенства скважины.

Приведенный радиус – это радиус такой совершенной скважины, дебит которой равняется дебиту данной несовершенной скважины при тех же условиях эксплуатации. Таким образом, вначале находят приведенные радиусы $r_{\text{пр}}$ и дальнейший расчет несовершенных скважин ведется как для совершенных скважин радиуса $r_{\text{пр}}$. Таким образом, дебит несовершенной скважины можно определить, если известен параметр несовершенства C или приведенный радиус $r_{\text{пр}}$, а также известна соответствующая формула дебита совершенной скважины. Влияние несовершенства скважины на приток при существовании закона фильтрации Дарси можно учесть величиной коэффициента C , основываясь на электрической аналогии. Согласно данной аналогии различие в дебитах совершенной G_0 и несовершенной G скважин объясняется наличием добавочного фильтрационного сопротивления несовершенной скважины величиной $C/2\pi h$, т.е. дебит несовершенной скважины можно представить в виде:

$$G = \frac{\varphi_K - \varphi_C}{\frac{1}{2\pi h} (\ln \frac{r_K}{r_c} + C)} \quad \text{или} \quad Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{P_K - P_C}{\ln r_K / r_c + C}, \quad (3.90)$$

Учитывая, что $\delta = G/G_0$, получаем зависимость между коэффициентом δ и величиной C :

$$\delta = \frac{\ln \frac{r_K}{r_c}}{\ln \frac{r_K}{r_c} + C} = \frac{\ln \frac{r_K}{r_c}}{\ln \frac{r_K}{r_{\text{пр}}}} \quad (3.91)$$

В общем случае, когда скважина несовершенна и по степени, и по характеру вскрытия:

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} C_2 + 2,3 \frac{1-\delta}{\delta},$$

где δ – относительное вскрытие пласта (доля вскрытой части пласта b в его общей толщине h). Коэффициенты C_1 и C_2 можно определить по графикам В.И. Щурова и по аппроксимирующим эти графики формулам, полученным А.А. Мордвиновым:

3.4.2 Исследования притока жидкости к несовершенной скважине

Течение по закону Дарси. Несовершенная скважина по степени вскрытия изучалась В.И. Щуровым путём электролитического

моделирования, который построил опытные диаграммы зависимости C от параметра $a=h/D$ (h – мощность пласта, D – диаметр скважины) и относительного вскрытия пласта $h_0=h_{vc}/h$. Таким же методом исследовалась несовершенная по характеру вскрытия скважина В.И. Щуровым и независимо от него И.М. Доуэллом и Маскетом, а также Р.А. Ховардом и М.С. Ватсоном. В результате получены зависимости коэффициента несовершенства от плотности перфорации (числа отверстий на 1 метр) и глубины прострела, которые показали значительное изменение дебита от плотности перфорации только до значений 16–20 отверстий на 1 метр. Для случая фильтрации газа Е.М. Минским и П.П. Марковым доказана сильная нелинейная зависимость коэффициентов фильтрации от относительного вскрытия пласта. Для несовершенной по степени вскрытия на основе метода суперпозиции и отображения стоков Маскетом получена зависимость для дебита:

$$G = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\frac{1}{2h} \left(2 \ln \frac{4h}{r_c} - f(h) \right) - \ln \frac{4h}{r_k}} \quad (3.92)$$

где f – функция относительного вскрытия (рисунок 3.17).

Если глубина вскрытия не слишком мала, то формула Маскета даёт хорошие результаты, а так как она проще остальных формул, то ею обычно и пользуются для скважин, несовершенных по степени вскрытия, но совершенных по характеру вскрытия.

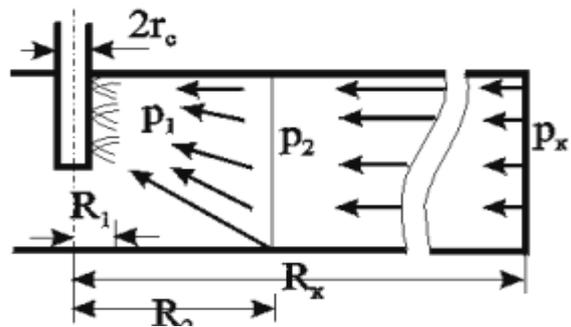
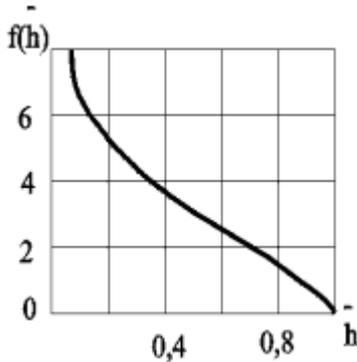


Рисунок 3.17- Функция относительного вскрытия интервала перфорации

Рисунок 3.18-Схема расчета притока несовершенной скважины

Если толщина пласта много больше радиуса скважины, то для расчета дебитов несовершенной по степени вскрытия скважины можно пользоваться более простой формулой Н.К. Гиринского:

$$G = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \frac{1.6h}{r_k}} \quad (3.93)$$

Из зависимости (3.51) видно, что коэффициент несовершенства по степени вскрытия C можно выразить соотношением:

$$C = \left(\frac{1}{h} - 1\right) \ln \frac{4h}{r_c} - \frac{1}{2h} f(h) \quad (3.94)$$

и он добавляется к фильтрационному сопротивлению совершенной скважины. Если скважины ещё и несовершенны по характеру вскрытия, то коэффициент C увеличивается на величину сопротивления фильтра:

$$C' = \frac{120}{Dnh} \quad (3.95)$$

где D – диаметр фильтрового отверстия в см;

n – число отверстий на 1м перфорированной части.

Течение реального газа по двухчленному закону. Круговой пласт делится на **три области** (рисунок 3.18).

В большинстве случаев дебит газовых скважин не следует закону Дарси так же, как в некоторых случаях для нефтяных и водяных скважин. Вблизи фильтрационных отверстий при приближении к стенке скважины скорость фильтрации становится настолько большой, что число Рейнольдса превосходит критическое. Квадраты скоростей становятся настолько большими, что ими пренебрегать уже нельзя. Уравнение притока реального газа по двухчленному закону фильтрации к совершенной скважине записывается в виде, аналогично идеальному:

$$p_k^2 - p_c^2 = AQ_{ст} + BQ_{ст}^2 \quad (3.96)$$

но здесь коэффициенты A и B являются функциями P и T :

$$\text{при } A = \frac{\mu z p_{cm}}{\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c} \quad \text{и} \quad B = \frac{\rho_{cm} z p_{cm} \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{k}} \quad (3.97)$$

Приток к несовершенной скважине учитывается так же как и при фильтрации по закону Дарси, т.е. введением приведённого радиуса скважины $r_{пр}$ и r_c в формулу дебита.

При нарушении закона Дарси для скважины несовершенной по степени и характеру вскрытия для расчета притока проще всего использовать следующую схему.

Первая область имеет радиус $R_1 \approx (2-3)r_c$. Здесь из-за больших скоростей вблизи перфорации происходит нарушение закона Дарси и проявляется в основном несовершенство по характеру вскрытия. *Вторая область* – кольцевая с $R_1 < r < R_2$ и $R_2 \approx h$. Здесь линии тока искривляются из-за несовершенства по степени вскрытия, и фильтрация происходит тоже по двухчленному закону. В третьей области ($R_2 < r < R_k$) действует закон Дарси и течение плоскорадiallyно. *Для третьей области :*

$$p_k^2 - p_c^2 = \frac{\mu z p_{cm}}{\pi k h} Q_{cm} \ln \frac{R_k}{R_2} \quad (3.98)$$

Во второй области толщина пласта переменна и изменяется по линейному закону от $h_{вс}$ при $r = R_1$ до h при $r = R_2$ ($h_{вс}$ – глубина вскрытия), т.е. $h(r) = a + \beta r$, где a и β определяются из условий $h(r) = h_{вс}$ при $r = R_1$; $h(r) = h$ при $r = R_2$. Чтобы получить закон движения в этой области, надо проинтегрировать уравнение (3.71), предварительно подставив вместо постоянной толщины h переменную $h(r)$ и учтя реальные свойства газа:

$$p_2^2 - p_1^2 = A_1 Q_{ст} + B_1 Q_{СТ}^2$$

$$\text{при } A_1 = \frac{\mu z p_{cm}}{\pi k h} \left(\ln \frac{R_2}{R_1} + C_1 \right) \text{ и } B_1 = \frac{\rho_{cm} z p_{cm} \beta}{2\pi^2 h^2 \sqrt{k}} \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} + C_2 \right) \quad (3.99)$$

$$C_1 = \frac{1}{h} \ln h + \frac{1-h}{h} \ln \frac{h}{R_1} \quad C_2 = \left(\frac{1}{h^2} - 1 \right) \frac{1}{h} \quad \text{и} \quad h_{ср} = \frac{h_{вс}}{h}$$

В первой области фильтрация происходит по двухчленному закону и плоскорадиальное течение нарушается из-за перфорационных отверстий. Уравнение притока имеет вид (3.99), но несовершенство учитывается коэффициентами C_3 и C_4 , а R_2 заменяется на R_1 и R_1 на r_c . Коэффициент C_3 определяется по графикам Щурова, а для определения C_4 используется приближенная формула:

$$C_4 = \frac{h^2}{3N^2 R_0^2} \quad (3.100)$$

где N – суммарное число отверстий; R_0 – глубина проникновения перфорационной пули в пласт. Складывая почленно (3.98), (3.99) и уравнение притока для первой области, получим уравнение притока для *несовершенной скважины*:

$$p_k^2 - p_c^2 = A_n Q_{ст} + B_n Q_{СТ}^2 \text{ при } A_n = \frac{\mu z p_{cm}}{\pi k h} \left(\ln \frac{R_2}{R_1} + C_1 + C_3 \right) \text{ и}$$

$$B_n = \frac{\rho_{cm} z p_{cm} \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{k}} (1 + r_c C_2 + r_c C_4) \quad (3.101)$$

3.5 Влияние радиуса скважины на её производительность

Определим дебит в двух крайних случаях: по закону Дарси – первое слагаемое в формуле (3.75) и по закону Краснопольского развитого нелинейного течения – второе слагаемое. То же самое сделаем и в случае радиально–сферического течения. Если примем радиус одной скважины r_c , а другой – $r_{сх} = x \cdot r_c$ и, соответственно, дебиты G и G_x , а их отношение обозначим через $y = G/G_x$, то получим следующие формулы для вычисления предельных значений y . При сохранении закона Дарси в плоскорадиальном потоке влияние радиуса скважины на дебит невелико (необходимо увеличение радиуса в 10 раз, чтобы дебит вырос на 20 %. Если же фильтрация нелинейна, то влияние r_c на G усиливается. Для радиально-

сферического потока дебит скважины зависит от радиуса в большей степени, особенно при нелинейном законе фильтрации. При торпедировании забоя, гидравлическом разрыве пласта и других способах воздействия на призабойную зону, образуются и расширяются трещины, что способствует нарушению закона Дарси и, следовательно, усилению влияния радиуса скважины на приток к ней жидкости.

**Установившийся приток несжимаемой жидкости
к несовершенным скважинам**

Кроме так называемых гидродинамически совершенных скважин (вскрывших пласт на всю толщину и сообщающихся с пластом по всей площади живого сечения забоя скважины) в реальных ситуациях чаще приходится иметь дело с несовершенными скважинами. К категории несовершенных скважин относятся скважинами, вскрывшие пласт не полностью (скважины, несовершенные по степени вскрытия), а также скважины, сообщающимися с пластом через перфорационные каналы искусственного фильтра (скважины, несовершенные по характеру вскрытия). Приток жидкости к несовершенным скважинам можно представить как поток, в котором имеются дополнительные фильтрационные сопротивления ω' , обусловленные изменением структуры потока (уменьшением площади живого сечения и искривлениями линий тока):

$$Q = \frac{P_k - P_c}{\omega + \omega'} \quad (3.102)$$

Величину дополнительных фильтрационных сопротивлений несовершенной скважины можно выразить в форме, соответствующей фильтрационному сопротивлению совершенной скважины:

$$\omega' = \frac{\mu}{2\pi kh} C \quad (3.103)$$

Тогда дебит несовершенной скважины определится по формуле:

$$Q = \frac{P_k - P_c}{\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_k}{r_c} + \frac{\mu}{2\pi kh} C}, \quad (3.104)$$

где $C = C_1 + C_2$ – коэффициенты дополнительных фильтрационных сопротивлений несовершенной скважины (определяются по графикам

Щурова), $C_1 = f(\delta, a)$; $C_2 = f(nD, \alpha, l)$; $\delta = \frac{b}{h}$; $a = \frac{h}{D_c}$, $nD_c = \frac{N}{h} D_c$; $\alpha = \frac{d_0}{D_c}$;

$l = \frac{l'}{D_c}$, где h – эффективная толщина пласта;

b – вскрытая толщина пласта;

d_c - диаметр скважины;

n - число отверстий перфорации в колонне скважины;

d_0 - диаметр отверстий;

l – абсолютная глубина проникновения пуль в породу.

Оценка несовершенства скважины через её приведённый радиус:

$$\frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_{\mathbf{k}}}{r_{\mathbf{c}}} + C \right) = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_{\mathbf{k}}}{\bar{r}_{\mathbf{c}}}, \quad (3.105)$$

откуда: $\bar{r}_{\mathbf{c}} = r_{\mathbf{c}} e^{-C}$.

По своей сути под приведённым радиусом несовершенной скважины следует понимать радиус такой гидродинамически совершенной скважины, дебит которой равен дебиту реальной несовершенной скважины. Таким образом, с помощью понятия о приведённом радиусе несовершенной скважины можно в процессе гидродинамических расчётов заменить несовершенную скважину эквивалентной гидродинамически совершенной, что бывает весьма удобно, [9,12,14,15,24,25,27.]

Можно также оценить степень совершенства скважины по соотношению фильтрационных сопротивлений гидродинамически совершенной и несовершенной скважин:

$$\lambda = \frac{\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_{\mathbf{k}}}{r_{\mathbf{c}}}}{\frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_{\mathbf{k}}}{r_{\mathbf{c}}} + C \right)}. \quad (3.106)$$

3.6 Задачи и вопросы усвоения информации

Задачи для самостоятельного решения

Задача №1.

Определить расход при одномерном движении жидкости в пласте в случае существования закона фильтрации Дарси по следующим данным: динамическая вязкость $\mu=1,5$ мПа·с, проницаемость $k=0,12 \cdot 10^{-12}$ м², длина пласта $L=1000$ м, перепад давления $\Delta P=5$ МПа, площадь поперечного сечения $F=500$ м².

Задача №2

Построить кривую распределения давления в зоне дренирования пласта скважиной в случае плоскорадиального движения жидкости по линейному закону фильтрации при следующих известных данных: проницаемость пласта $k=1$ мкм², динамическая вязкость жидкости $\mu=1,5$ мПа·с, толщина пласта $h=5$ м, радиус контура питания $R_{\mathbf{k}}=250$ м, радиус скважины $r_{\mathbf{c}}=10$ см, забойное давление $P_{\mathbf{c}}=10$ МПа, дебит скважины $Q=300$ м³/сут. Для построения кривой распределения давления необходимо произвольно задать значениями расстояния радиуса в пределах от $r_{\mathbf{c}}$ до $R_{\mathbf{k}}$ и для них рассчитать значения давления

Задача №3

Построить индикаторную диаграмму и определить коэффициенты продуктивности и проницаемости пласта по данным исследования скважины при установившихся режимах. Исходные данные: Радиус контура питания $R_{\mathbf{k}}=700$ м, радиус скважины $r_{\mathbf{c}}=10$ см, эффективная нефтенасыщенная толщина

пласта $h=15$ м, динамическая вязкость нефти $\mu=5$ мПа·с. Результаты исследований на трех режимах (таблица 3.6):

Таблица 3.6- Исходные данные для построения индикаторной линии

1 режим		2 режим		3 режим	
Q, м ³ /сут	ΔP , МПа	Q, м ³ /сут	ΔP , МПа	Q, м ³ /сут	ΔP , МПа
25	5	50	10	75	15

Задача №4

Определить объемный и массовый дебиты совершенной газовой скважины, считая, что фильтрация происходит по закону Дарси, если толщина пласта $h=15$ м, коэффициент проницаемости пласта $k=0,25$ мкм², динамическая вязкость газа $\mu=0,01$ мПа·с, плотность газа в нормальных условиях $\rho=0,65$ кг/м³, радиус скважины $r_c=10$ см, радиус контура питания $R_k=850$ м, давление на забое скважины $P_c=1$ МПа, на контуре питания $P_k=13$ МПа.

Задача №5

Определить расход при одномерном движении жидкости в пласте в случае существования закона фильтрации Дарси по заданным значениям динамической вязкости жидкости $\mu=2,1$ мПа·с, длины $L=125$ м, площади поперечного сечения $F=320$ м² и проницаемости пласта $k=0,43$ мкм², перепада давления $\Delta P=2.8$ МПа.

Задача №6

Построить график распределения давления и найти градиент давления при одномерном движении в пласте несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации. Заданы длина $L=450$ м, ширина $a=245$ м и толщина пласта $h=18$ м, коэффициент проницаемости $k=0,38$ мкм², давление в галерее стока $P_r=7,25$ МПа и ее дебит $Q=210$ м³/сут, динамическая вязкость жидкости $\mu=1,5$ мПа·с.

Задача №7

Определить давление на контуре питания пласта, если известны расстояние от контура до возмущающей скважины $r=195$ м, радиус скважины $r_c=10$ см, забойное давление $P_c=6$ МПа. Также известно давление на забое бездействующей скважины $P=10$ МПа, расстояние от возмущающей скважины $R=300$ м. Приток жидкости к действующей скважине предполагается плоскорадиальным при линейном законе фильтрации.

Задача №8

Определить объемный дебит скважины, если фильтрация происходит по закону Дарси, известны толщина $h=30$ м и коэффициент проницаемости пласта $k=0,15$ мкм², динамическая вязкость нефти $\mu=2,5$ мПа·с, радиус скважины $r_c=10$ см, расстояние до контура питания $R_k=800$ м, давление на забое скважины $P_c=6,5$ МПа и на контуре питания $P_k=14$ МПа.

Образец решенной задачи

Задача №9

Газовый пласт толщиной $h = 5$ м разрабатывается скважиной радиусом $r_c = 0,1$ м. Манометрические давления на контуре питания и скважине равны: $p_{mk} = 24,9$ МПа; $p_{mc} = 17,9$ МПа. Пласт имеет проницаемость $k = 0,17$ мкм², пористость $m = 15$ %. По пласту фильтруется газ с коэффициентом динамической вязкости $\mu = 0,025$ мПа·с, плотностью $\rho_{ат} = 0,820$ кг/м³. Радиус контура питания находится на расстоянии $R_k = 100$ м. Определить: дебит скважины; давление на расстоянии 10 м от скважины; нарушается ли закон Дарси на боковой поверхности скважины?

Решение :

Дебит скважины при фильтрации нефти рассчитывается по формуле Дюпюи:

$Q = \frac{2 \pi k h}{\mu} \frac{(p_k - p_r)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (107)$	$Q_m = \frac{2 \pi k h (P_k - P_c)}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (108)$
$p(r) = p_k - \frac{(p_k - p_r) \ln\left(\frac{R_k}{r}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (109)$	$P(r) = P_k - \frac{(P_k - P_c) \ln\left(\frac{R_k}{r}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (110)$

Для того, чтобы перейти от формул фильтрации несжимаемой жидкости к формулам фильтрации газа, произведем замены: объемный расход заменим на массовый расход, а давление – на функцию Лейбензона:

Выражая массовый расход через объемный расход, а функцию Лейбензона через давление : $P = \frac{\rho_{ат} p^2}{2 p_{ат}}$ получим по (108):

$$Q_m = \frac{2 \pi k h (p_k^2 - p_c^2)}{\mu p_{ат} \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} = \frac{3,14 \cdot 0,17 \cdot 10^{-12} \cdot 5 \left((25 \cdot 10^6)^2 - (18 \cdot 10^6)^2 \right)}{0,025 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot \ln\left(\frac{100}{0,1}\right)} = 46,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Абсолютные давления на контуре питания и на галерее будут равны $p_k = 24,9 + 0,1 = 25,0$ МПа, равны $p_c = 17,9 + 0,1 = 18,0$ МПа. В случае фильтрации несжимаемой жидкости к скважине давление рассчитывается по формуле (110).

Произведя замену левой формулы на правую, выражая функцию Лейбензона через давление получим (111):

$$p^2(r) = p_k^2 - \frac{(p_k^2 - p_c^2)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \ln\left(\frac{R_k}{r}\right), \quad (111)$$

или

$$p(x) = \sqrt{p_k^2 - \frac{(p_k^2 - p_c^2)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \ln\left(\frac{R_k}{r}\right)} = \sqrt{25^2 - \frac{(25^2 - 18^2)}{\ln\left(\frac{100}{0,1}\right)} \ln\left(\frac{100}{10}\right)} = 22,9 \text{ МПа}.$$

Для того, чтобы определить выполняется ли закон Дарси, необходимо рассчитать число Рейнольдса в данной точке. Его удобно рассчитывать по формуле:

$$Re = \frac{10 Q_m \sqrt{k}}{m^{2,3} \mu \omega} = \frac{10 \cdot 30,2 \cdot \sqrt{0,17 \cdot 10^{-12}}}{0,15^{2,3} 0,025 \cdot 10^{-3} 3,14} = 124.$$

Массовый расход газа $Q_m = Q_{ат} \rho_{ат} = 46,6 \cdot 0,820 = 30,2$ кг/с. Площадь поперечного сечения зависит от расстояния до скважины. На боковой поверхности скважины она равна $\omega = 2\pi r_c h = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,1 \cdot 5 = 3,14$ м², поэтому число Рейнольдса будет различным на различных расстояниях от скважины. Закон Дарси не выполняется, если число Рейнольдса больше критического, которое принимаем равным $Re_{кр} = 1$. Так как выполняется условие $Re = 124 > Re_{кр} = 1$, то закон Дарси не выполняется.

Ответ: $Q = 46,6$ м³/с; $p(10) = 22,9$ МПа; Закон Дарси нарушается.

Вопросы для самопроверки

1. Какие потоки называются одномерными? [29, 38]
2. Прямолинейно-параллельный поток. Примеры, [29,40].
3. Плоскорадиальный поток. Примеры, [29, 42, 44].
4. Радиально-сферический поток. Примеры, [29, 42, 44].
5. Что входит в исследование фильтрационного течения, [29, 38,42, 44].
6. Общее дифференциальное уравнение потенциального одномерного потока, [29,30].
7. Показатель формы потока, [29].
8. Получение выражения для потенциала и дебита плоскорадиального течения, [29, 38,42, 44].
9. Получение выражения для потенциала и дебита прямолинейно-параллельного и радиально-сферического течений, [29, 38,42, 44].
10. Потенциал несжимаемой жидкости в недеформируемом (пористом) пласте, [29, 30,38,42, 44].
11. Потенциал несжимаемой жидкости в деформируемом (трещинном) пласте, [11,29, 35,38,42, 44].
12. Потенциал упругой жидкости в недеформируемом пласте, [29, 38,42, 44].
13. Потенциал сжимаемой жидкости (газа) в недеформируемом (пористом) пласте, [29, 38,42, 44].
14. Уравнение Дюпюи, [29, 38,42, 44].
15. Коэффициент продуктивности. Размерность, [29, 38,42, 44].
16. Депрессия и воронка депрессии, [9,10,29, 38,42, 44,46].
17. Методика получения закона движения частиц жидкости, [29, 38,42, 44].
18. Методика вывода средневзвешенного давления, [29, 38,42, 44].
19. Индикаторная зависимость и индикаторная диаграмма, [5,7,9,29, 37, 44].

20. Нарисовать и объяснить графики давления, скорости фильтрации для несжимаемой жидкости в пористом и трещинном пластах, [5,7,9,29, 37, 44].

21. Нарисовать и объяснить графики давления, скорости фильтрации для несжимаемой жидкости и газа в пористом пласте, [5,7,9,29, 37, 44].

22. Нарисовать и объяснить индикаторные диаграммы для несжимаемой жидкости в пористом и трещинном пластах. В каких координатах надо строить диаграммы, чтобы получить прямолинейные зависимости, [5,7,9,12,14,15,29, 37, 44].

23. Нарисовать и объяснить индикаторные диаграммы для несжимаемой жидкости и газа в пористом пласте. В каких координатах надо строить диаграммы, чтобы получить прямолинейные зависимости, [5,7,9,12,14,15,29, 37, 44].

24. Соотношение дебитов реального и совершенного газов при одинаковых условиях, [5,7, 9,12, 14,15,29, 37, 44].

25. Принципиальное отличие зависимости для дебита упругой жидкости от несжимаемой, [5,7,9, 12,14,15,29, 37, 44].

26. Отличие уравнений притока и дебита для несжимаемой жидкости, текущей по закону Дарси и по двухчленному закону, [5,7,9,12,14,15,29, 37, 44].

27. Зависимость величины проницаемости от метода обработки индикаторной диаграммы, [5,7,9,12,14,15,29, 37, 44].

28. Слоистая неоднородность. Зональная неоднородность, [31,32,40,49,50].

29. Эффективная проницаемость квазиоднородного пласта при слоистой неоднородности, [29,32,40,49,50].

30. Эффективная проницаемость прямолинейно-параллельного течения квазиоднородного пласта при зональной неоднородности, [31,32,40,49,50].

31. Эффективная проницаемость плоскорадиального течения квазиоднородного пласта при зональной неоднородности, [31,32,40,49,50].

32. Характер изменения дебита и давления в случаях слоистой и зональной неоднородностях, [31,32,40,49,50].

33. Характер влияния изменения проницаемости призабойной зоны на дебит в случае течения по закону Дарси и нелинейной фильтрации, [30,31,32,40,49,50].

34. Виды несовершенств скважины. Совершенная скважина, [7,9,37,47].

35. Приведенный радиус. Относительное вскрытие, [7,9,37,47].

36. Радиус зоны влияния несовершенств по степени и характеру вскрытия, [7,9,37,47].

37. Влияние радиуса скважины на её производительность при линейной и нелинейной фильтрации и различных типов одномерного течения, [7,9,37,47].

4 Нестационарная фильтрация упругой жидкости и газа

4.1 Упругая жидкость

Коэффициент объемного сжатия жидкости есть относительное изменение объема жидкости при изменении давления, в системе СИ измеряется $\text{м}^3/\text{Н}$ и $1/\text{Па}$. Жидкости обладают упругостью, т.е. способностью изменять свой объём под действием внешнего давления. Уменьшение объёма характеризуется коэффициентом сжимаемости (или объёмной упругости). Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава жидкости и газового фактора. Величина, обратная коэффициенту сжимаемости называется модулем упругости, который в системе СИ имеет размерность $(\text{Н}/\text{м}^2)$. Сжимаемость пластовой нефти обуславливается тем, что, как и все жидкости, нефть обладает упругостью, которая измеряется коэффициентом сжимаемости (или объёмной упругости). Коэффициент сжимаемости характеризует относительное приращение объёма нефти при снижении давления на единицу. Сжимаемость нефти наряду со сжимаемостью воды и коллекторов проявляется главным образом при разработке залежей в условиях постоянного снижения пластового давления с проявлением упруговодонапорного режима. Коэффициент объёмной упругости жидкости – характеризует податливость жидкости изменению её объёма и показывает, на какую часть первоначального объёма изменяется объём жидкости при изменении давления на единицу. Упругий запас – количество жидкости, высвобождающейся в процессе отбора из некоторой области пласта при снижении пластового давления до заданной величины, если высвобождение происходит за счет объёмного расширения жидкости и уменьшения порового пространства пласта. Коэффициент упругоёмкости пласта – показывает долю объёма жидкости от выделенного элемента объёма пласта, высвобождающейся из элемента пласта при снижении давления на единицу, [16,25,29,30,34,35,49].

4.1.1 Понятия об упругом режиме пласта

При разработке нефтегазовых месторождений часто возникают неустановившиеся процессы, связанные с пуском или остановкой скважин, с изменением темпов отбора флюидов из скважин. Характер этих процессов проявляется в перераспределении пластового давления, в изменениях во времени скоростей фильтрации, дебитов скважин и т.д. Особенности данных процессов зависят от упругих свойств пластов и жидкостей, т.е. основная форма пластовой энергии данных упругих режимов – энергия упругой деформации жидкостей и материала пласта. При упругом режиме движение возникает в призабойной зоне в начале эксплуатации скважины за счет

использования потенциальной энергии упругой деформации пласта и жидкости и только через некоторое время оно распространяется на более отдалённые области. При снижении пластового давления объём сжатой жидкости увеличивается, а объём порового пространства сокращается за счет расширения материала пласта. Всё это способствует вытеснению жидкости из пласта в скважину. В ряде случаев приток жидкости поддерживается не только за счет упругих свойств пласта и жидкости, но и за счет напора воды, поступающей извне. Такой режим называется упруговодонапорным. Если залежи нефти ограничены либо зонами выклинивания, либо экранами, то режим называется замкнутоупругим. Если вытеснение жидкости из пласта происходит не под действием преобладающего влияния упругости пласта и жидкости, то упруговодонапорный режим переходит в жестководонапорный режим. При этом режиме влияние упругости пласта и жидкости на фильтрационный поток хотя и не прекращается, но заметно не проявляется. Неустановившиеся процессы протекают тем быстрее, чем больше коэффициент проницаемости пласта k , и тем медленнее, чем больше вязкость жидкости μ и коэффициенты объёмной упругости жидкости и пласта.

4.1.2 Основные параметры теории упругого режима

Важнейшими параметрами теории упругого режима являются коэффициенты объёмной упругости жидкости и пласта.

Коэффициент объёмной упругости жидкости β_f характеризует податливость жидкости изменению её объёма и показывает, на какую часть первоначального объёма изменяется объём жидкости при изменении давления на единицу:

$$\beta_f = - \frac{1}{V_f} \frac{dV_f}{dp} = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} \quad (4.1)$$

где V_f – объём жидкости. Знак минус указывает на то, что объём V_f увеличивается с уменьшением давления; β_f нефти находится в пределах $(7-30)10^{-10}$ м²/н; β_f воды находится в пределах $(2,7-5)10^{-10}$ м²/н.

Коэффициент объёмной упругости пласта определяется по формуле:

$$\beta_c = \frac{1}{V_n} \frac{dV_n}{dp} = \frac{dm}{dp} \quad (4.2)$$

где V_n – объём пласта β_c для слабо и сильно сцементированных горных пород находится в пределах $(0,3-2)10^{-10}$ м²/н.

Большое значение в практике добычи нефти и подсчета её запасов имеет величина упругого запаса выделенной области пласта, соответствующая заданному падению давления. По Щелкачеву упругий запас это количество жидкости, высвобождающейся в процессе отбора из

некоторой области пласта при снижении пластового давления до заданной величины, если высвобождение происходит за счет объёмного расширения жидкости и уменьшения порового пространства пласта. Обозначая упругий запас через $\Delta\tau_3$, получаем по определению:

$$\Delta\tau_3 = \beta_f V_{of} \Delta p + \beta_c V_n \Delta p \quad (4.3)$$

где V_{of} – объём жидкости, насыщающей элемент объёма пласта V_n при начальном давлении p_0 ;

Δp – изменение давления.

Так как $V_{of} = m_0 V_n$, то $\Delta\tau_3 = \beta^* V_n \Delta p$, в том числе $\beta^* = m_0 \beta_f + \beta_c$ – коэффициент упругоёмкости пласта, показывающий долю объёма жидкости от выделенного элемента объёма пласта, высвобождающейся из элемента пласта при снижении давления на единицу.

Вскрытие пласта и изменение режима работы скважины вызывает возмущение в пласте. От источника возмущения оно передаётся во все стороны пласта с какой-то скоростью. Скорость распространения изменения пластового давления характеризуется коэффициентом пьезопроводности пласта:

$$\chi = \frac{k}{\mu \beta^*} [L^2 T^{-1}] \quad (4.4)$$

Здесь L , T – размерности длины и времени. В коллекторах – $1000 \text{ см}^2/\text{с} \leq \chi \leq 50000 \text{ см}^2/\text{с}$ или $0,1 \text{ м}^2/\text{с} \leq \chi \leq 5 \text{ м}^2/\text{с}$.

Степень нестационарности процессов определяется безразмерными параметрами Фурье: для призабойной зоны – $F_0 = \alpha t / r_c^2$, для всего пласта – $F_0 = \alpha t / r_k^2$.

4.1.3 Уравнение пьезопроводности

Считаем, что течение происходит по закону Дарси. Для вывода уравнения пьезопроводности используем линеаризованное уравнение состояния упругой жидкости:

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta_f (p - p_0)], \quad (4.5)$$

и соотношение, описывающее изменение пористости в зависимости от давления,

$$m = m_0 + \beta_c (p - p_0). \quad (4.6)$$

Из (4.5) и (4.6) при пренебрежении членом, содержащим произведение $\beta_f \beta_c$, имеем следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial m\rho}{\partial t} = \rho_0\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4.7)$$

В то же время из общего уравнения фильтрации:

$$\frac{\partial \rho m}{\partial t} = \Delta\varphi \quad (4.8)$$

Подставляя в выражение для потенциала $\varphi = \int \frac{k}{\mu} \rho dp + c$ соотношение для плотности (4.5) и считая $\mu = \text{const}$, $k = \text{const}$, после интегрирования данного выражения при пренебрежении членом, содержащим $(p-p_0)^2$, получим с учетом (4.8):

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \Delta p \quad (4.9)$$

Уравнение вида (4.9) известно под названием *уравнения теплопроводности*, а в теории фильтрации называется уравнением *пьезопроводности*. По аналогии с уравнением теплопроводности коэффициент χ характеризует быстроту изменения давления в пласте и называется коэффициентом пьезопроводности. Само уравнение (4.9) позволяет определить поле давления при нестационарных процессах в пласте с упругим режимом.

4.1.4 Приток к скважине в пласте неограниченных размеров

Вывод основного уравнения упругого режима. Считаем пласт упругим, горизонтальным и большой протяженности и в нём имеется одна скважина, тогда движение жидкости в пласте можно считать плоскорадиальным к точечному стоку (эксплуатационная скважина) или от точечного источника (нагнетательная скважина). Рассмотрим процесс перераспределения давления при неустановившемся, плоском радиальном движении жидкости. Для этого запишем уравнение пьезопроводности в цилиндрической системе координат:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + 1/r \frac{\partial p}{\partial r} = 1/\chi \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4.10)$$

Предположим, что возмущение вызвано мгновенным стоком, существовавшим в момент $t = t^*$. Для этого случая решение уравнения (4.10) имеет вид:

$$p(r, t) = C - \frac{A}{t-t^*} e^{-\frac{r^2}{4\chi(t-t^*)}} \quad (4.11)$$

где A и C – некоторые постоянные.

Найдём значения постоянных. Для этого будем считать, что в момент времени $t = t^*$ давление в пласте было $p = p_k = \text{const}$. Тогда при $r > 0$ и при $t = t^*$ второй член правой части обращается в неопределённость типа ∞ / ∞ и определяется по правилу Лопиталья, что даёт $C = p_k$.

Таким образом :

$$p(r, t) = P_k - \frac{A}{t-t^*} e^{\frac{r^2}{4\chi(t-t^*)}} \quad (4.12)$$

Для определения коэффициента A воспользуемся соотношением (4.3) для случая кольцевого элемента пласта с внутренним радиусом r , толщиной h и шириной dr , а также учтем падение давления $\Delta p = p_0 - p$, то:

$$d\tau_3 = \beta^* \Delta p dV_n = 2\pi h \beta^* \frac{A}{t-t^*} e^{\frac{r^2}{4\chi(t-t^*)}} r dr \quad (4.13)$$

После интегрирования (4.13) в пределах от 0 до ∞ получим объём жидкости τ_3 , выделившейся из всего пласта и, учитывая выражение для $\chi = k/\mu\beta^*$, определим коэффициент A : $A = \mu^* \tau_3 / (4\pi kh)$.

В случае скважины, введенной в неограниченный пласт в некоторый (начальный) момент времени и действующей мгновенно, изменение давления во времени определяется соотношением:

$$p(r, t) = P_k - \frac{\mu\tau_3}{4\pi hk(t-t^*)} e^{\frac{-r^2}{4\chi(t-t^*)}} \quad (4.14)$$

Если скважина была введена в некоторый момент времени и действовала непрерывно с постоянным дебитом $Q = Q_0$ в течение времени dt , то за этот промежуток времени через сток выделяется из пласта объём $d\tau_3 = Qdt$ и, следовательно, из (4.14) следует:

$$p(r, t) = P_k - \frac{\mu Q_0}{4\pi hk} \int_0^\infty e^{\frac{-r^2}{4\chi(t-t^*)}} \frac{dt^*}{(t-t^*)} \quad (4.15)$$

Интеграл правой части носит название интегрально-показательной функции :

$$-Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) = -Ei(-u) = \int_{\frac{r^2}{4\chi t}}^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \quad (4.16)$$

и с учетом данного обозначения решение для изменения давления запишется в виде (4.17):

$$p(r, t) = P_k - \frac{\mu Q_0}{4\pi h k} \left[-Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) \right] \quad (4.17)$$

Формула (4.17) является *основной формулой теории упругого режима* пласта. Интегрально-показательная функция имеет вид (рисунок 4.1) и обладает следующими свойствами: $-Ei(-u)$ изменяется от 0 до ∞ при изменении аргумента от 0 до ∞ ; функция $-Ei(-u)$ представляется в виде сходящегося ряда

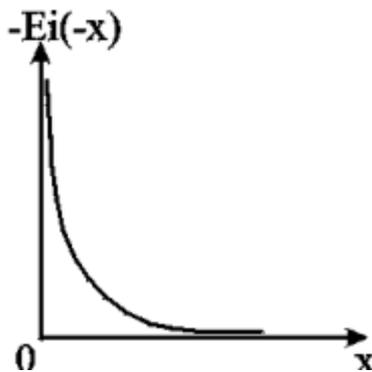


Рисунок 4.1 –График интегрально-показательной функции

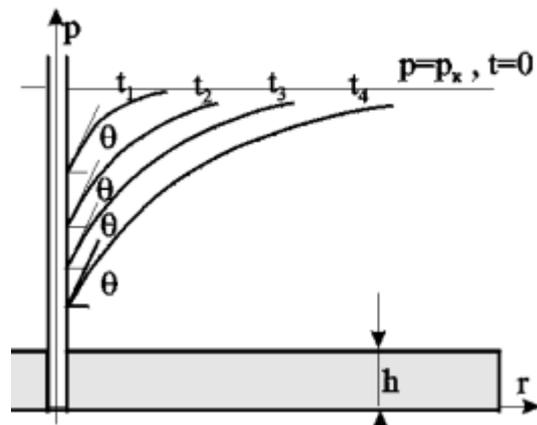


Рисунок 4.2-Пьезометрические кривые при пуске скважины в бесконечном пласте с постоянным дебитом

$$-Ei(-u) = \ln \frac{1}{u} - 0,5772 + u - \frac{u^2}{4} + \frac{u^3}{18} - \dots \quad (4.18)$$

Для малых значений $u < 1$ можно принять $-Ei(-u) = \ln 1/u - 0,5772$ (4.19) с погрешностью, не превышающей 0,25% при $u \leq 0,01$ и 5,7% при $u \leq 0,1$:

$$\frac{d}{dx} [-Ei(-u)] = \frac{e^{-u}}{u} \quad (4.20)$$

С учетом соотношения (4.19) основное уравнение (4.20) переписывается в виде, которое более известно под названием уравнение кривой восстановления давления (КВД):

$$P(r, t) = P_k - \frac{\mu Q_0}{4\pi h k} \left(\ln \frac{4\chi t}{r^2} - 0,5772 \right) \quad (4.21)$$

Полученную зависимость можно использовать при числе Фурье: $f_0 = \chi t / r_c^2 > 100$ с погрешностью, не превышающей 0,6 %:

$$\Delta P(r,t) = \frac{\mu Q_0}{4\pi h k} \left(\ln \frac{2.25 \chi t}{r_c^2} \right).$$

Практически это означает, что уже через 1 с после пуска скважины расчеты забойного давления, выполненные по формуле (4.21), будут иметь с погрешностью, не превышающую 0,6 %. Формулу (4.21) можно использовать и для расчета падения давления в конечном пласте, а именно, погрешность расчета давления при этом не превышает 1%, если $rk > 1000rc$ и $f_0 < 3,4105$ или $F_0 < 0,34$.

Рассмотрим пьезометрические кривые для бесконечного пласта, который эксплуатируется скважиной радиуса r_c с постоянным дебитом Q_0 (рисунок 4.2). Для точек вблизи забоя можно пользоваться формулой (4.21), а дифференцируя её по координате r , найдём градиент давления (4.22):

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{Q_0 \mu}{2\pi k h r} \quad (4.22)$$

Из этой формулы (4.22) следует, что градиент давления для значений r , удовлетворяющих неравенству $r^2 \ll 0,034 \chi t$, практически не зависит от времени и определяется по той же формуле, что для установившейся плоскорадиальной фильтрации несжимаемой жидкости. Для указанных значений r пьезометрические кривые представляют собой логарифмические линии (рисунок 4.2). Углы наклона касательных на забое скважины одинаковы для всех кривых.

Анализ основной формулы теории упругого режима. Основная формула (4.19) или (4.22) строго говоря справедлива лишь для точечного стока, т.е. при $r_c = 0$. Практические расчеты показывают, что ей можно пользоваться даже для укрупнённых скважин ($r_c = 1$ км) и нельзя использовать только в первые доли секунды после пуска скважины. Если скважина укрупнённая, то формула (4.22) может дать большую погрешность лишь вблизи от её стенки (контура). Чем дальше отстоит от этого контура точка, в которой определяется давление, и чем больше времени прошло с момента пуска укрупнённой скважины, тем меньше погрешность. Анализ формулы (4.22) показывает, что вскоре после пуска скважины вокруг неё начинает непрерывно увеличиваться область пласта (рисунок 4.2), в которой для каждого момента времени давление распределяется так, как и при установившемся движении, т.е. давление оказывается квазиустановившимся и пьезометрические кривые будут кривыми логарифмического типа. Из (4.22) следует, что градиент давления, расход жидкости через любую цилиндрическую поверхность радиусом r и скорость фильтрации определяются соотношениями (4.23):

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{Q_0 \mu}{2\pi k h r} e^{\frac{-r^2}{4\chi t}}; u = \frac{Q_0}{2\pi h r} e^{\frac{-r^2}{4\chi t}}; Q(r,t) = 2\pi h r \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} = Q_0 e^{\frac{-r^2}{4\chi t}} \quad (4.23)$$

Из данных соотношений следует, что стационарная скорость фильтрации $U_{ст} = Q_0 / 2\pi r h$ достигается очень быстро на небольших расстояниях от скважины, так как значение коэффициента пьезопроводности велико.

4.1.5 Приток к скважине в пласте конечных размеров в условиях упруговодонапорного и замкнутоупругого режимов

Круглый горизонтальный пласт с открытой внешней границей

Постоянный дебит. Пусть пласт имеет внешнюю границу радиусом r_k , через которую может поступать вода при истощении упругого запаса. В центре пласта имеется скважина радиуса r_c , которая мгновенно запускается в эксплуатацию с постоянным дебитом Q_0 . Перед пуском скважины давление в пласте было P_k . Для определения давления используем полученную ранее зависимость для неограниченного пласта :

$$p(r, t) = P_k - \frac{\mu Q_0}{4\pi h k} \left[-Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) \right] \quad (4.17)$$

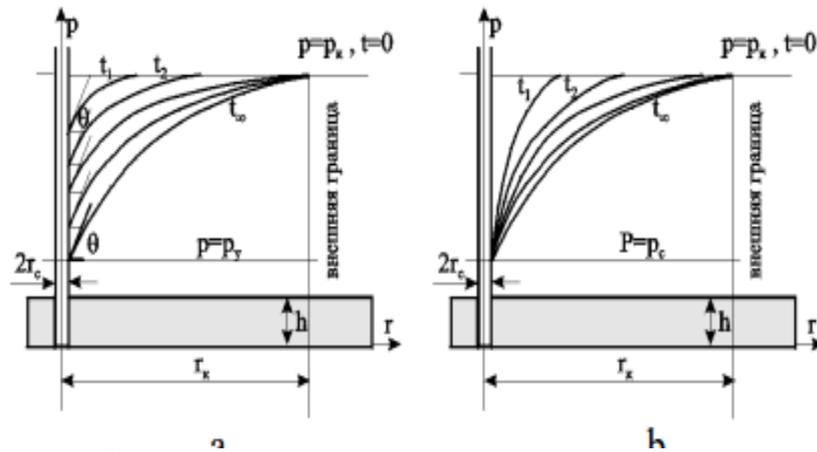
И формулу Дюпюи для установившегося плоско-радиального потока:

$$Q_Y = \frac{2\pi k h (p_k - p_y)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}} \quad (4.24)$$

В результате совместного решения данных зависимостей получим следующую приближенную формулу:

$$a = \frac{p_k - p}{p_k - p_y} = \frac{\Delta p}{\Delta p_y} = -\frac{1}{2 \ln \frac{r_k}{r}} Ei\left[-\left(\frac{r}{r_k}\right) \frac{1}{4F_0}\right] \quad (4.25)$$

где p_y – установившееся давление в любой точке пласта или в реагирующей бездействующей скважине (давление p_y соответствует времени $t = \infty$ или $F_0 = \infty$). Изменение пьезометрической кривой в различные моменты времени после пуска скважины с постоянным дебитом в пласте с круговым контуром питания показано на (рисунок 4.3а).



а – с постоянным дебитом;
 б – с постоянным забойным давлением p_c

Рисунок 4.3- Пьезометрические кривые при пуске скважины в конечном пласте с открытой внешней границей:

Постоянное забойное давление. На (рисунке 4.3b) изображена в различные моменты времени пьезометрическая кривая после пуска возмущающей скважины с постоянным забойным давлением, на (рисунке 4.4) – изменение дебита скважины с течением времени.

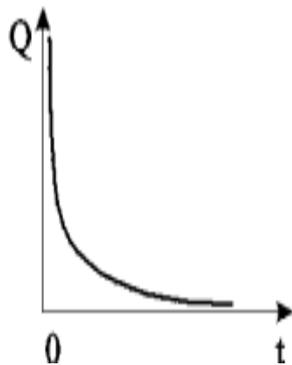


Рисунок 4.4- Изменение дебита скважины с течением времени при постоянном забойном давлении

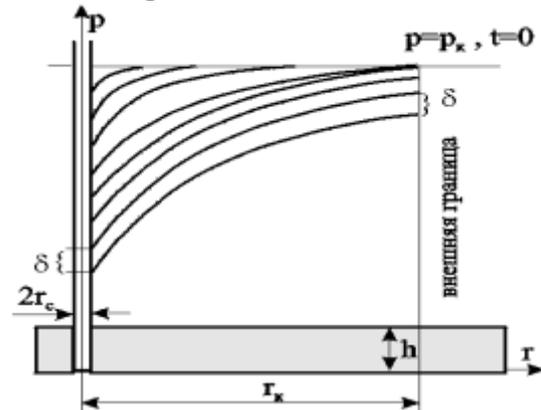


Рисунок 4.5-Пьезометрические кривые при пуске скважины в конечном пласте с закрытой внешней границей при постоянном дебите

Круглый горизонтальный пласт с закрытой внешней границей

Постоянный дебит. Будем считать дебит скважины постоянным. Пьезометрические кривые падения давления для разных моментов времени показаны на (рисунке 4.5). С некоторого момента смещение во времени пьезометрической кривой для закрытого пласта происходит так, что все точки её опускаются на одно и тоже расстояние δ , т.е. во всех точках пласта давление падает с одной скоростью.

Из рассмотрения (рисунки 4.3, 4.5.) видно, что в условиях упругого режима процесс перераспределения давления, а значит, и процесс взаимодействия скважин развивается постепенно, если же и наблюдается аномально быстрое взаимодействие скважин, то это можно объяснить неоднородностью пластов и их анизотропией. Кроме того, при пуске или остановке скважины давление вначале меняется быстро, а затем темп изменения давления замедляется. Если скважина действовала с постоянным дебитом при установившемся потоке и в некоторый момент времени она останавливается, то начинается процесс восстановления давления. Уровень жидкости в скважине начинает подниматься.

Для расчета используются полученные выше формулы для возмущающей скважины, но вместо данных понижения давления в пласте надо подставить данные повышения давления после остановки скважины.

Постоянное забойное давление. Объемный дебит возмущающей скважины определяется по формуле:

$$Q = 2\pi hr_c \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \text{ при } r=r_c \quad (4.26)$$

а объем жидкости V_f , добытой из скважины (в пластовых условиях) за время t с момента пуска скважины равен $V_f = \int_0^t Q dt$. При больших параметрах Фурье fo объем V_f оказывается равным упругому запасу жидкости в закрытом пласте: $V_f = \tau\beta \cdot (P_k - P_c)$ 4.27

На (рисунок 4.6) показана пьезометрическая кривая для нескольких моментов времени в закрытом пласте, а на (рисунке 4.7) изображены две кривые: одна из них характеризует падение дебита скважины с постоянным забойным давлением (кривая 1); другая – рост суммарной добычи жидкости V_f (кривая 2).

4.1.6 Периодически работающая скважина

В неограниченном пласте останавливается скважина, эксплуатирующаяся с постоянным дебитом Q в течении времени T , сравнимого со временем проведения исследований.

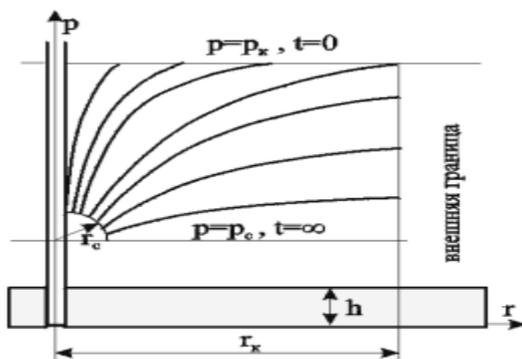


Рисунок 4.6- Пьезометрические кривые при пуске скважины в конечном пласте с

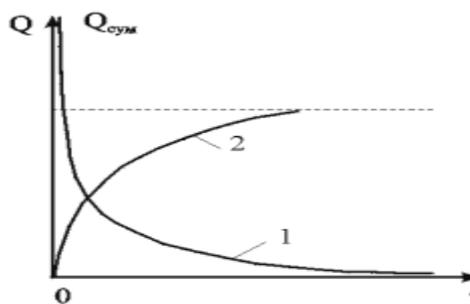


Рисунок 4.7-Изменение дебита Q (кривая 1) скважины и суммарной добычи

закрытой внешней границей при Q_{cr} (кривая 2) с течением времени t постоянном $R_{заб}$

Понижение давления Δp в момент времени T можно найти по формуле, представленной ранее:

$$P(r,t) = P_k - \frac{\mu Q_0}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\chi t}{r^2} - 0,5772 \right) \quad (4.21)$$

С момента остановки давление в ней и окружающей области пласта повышается, т.е. с данного момента в одном и том же месте пласта как бы действуют совместно и непрерывно эксплуатационная (сток) и нагнетательная (источник) скважины. При этом источник имеет тот же дебит Q . Обозначим повышение давления за счет работы источника через $\Delta p''$. Таким образом, начиная с момента времени T , на основании формулы (4.21) имеем:

$$\Delta p' = \frac{\mu Q}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\chi(T+t)}{r^2} - 0,5772 \right) \text{ и } \Delta p'' = \frac{\mu Q}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\chi t}{r^2} - 0,5772 \right) \quad (4.28)$$

Результирующее понижение давления Δp в любой точке пласта находится по методу суперпозиции :

$$\Delta p = \Delta p' - \Delta p'' = \frac{\mu Q}{4\pi kh} \ln \left(\frac{T+t}{t} \right) \quad (4.29)$$

Обозначая через p_c давление на забое скважины после её остановки, получаем:

$$P_c = P_k + 0,1832 \frac{\mu Q}{kh} \ln \frac{t}{T+t} \quad (4.30)$$

Зависимость (4.30) используется при гидродинамических исследованиях скважин, работающих не продолжительное время, методом построения кривой восстановления давления.

4.1.7 Определение коллекторских свойств пласта по данным исследования скважин нестационарными методами

Различают две группы гидродинамических методов: *при установившихся и не установившихся режимах*. Первые связаны с теорией одномерного потенциального течения, а вторые – с теорией упругого режима. После пуска или остановки скважины происходит перераспределение давления, которое можно снять и получить кривую восстановления (КВД) или стабилизации (КСД) давления. На форму данных кривых влияют коллекторские свойства, что дает возможность определения таких параметров как проницаемость и пьезопроводность. Наиболее

распространен метод определения коллекторских свойств по данным о восстановлении забойного давления (КВД) в остановленных скважинах в полулогарифмических координатах (Δp_c , $\ln t$) на основе зависимости (4.23), записанной относительно забоя скважины в виде:

$$\Delta p_c = p_k - p_c = A + i \ln t; A = i \ln \frac{2,246 \chi}{r_c^2}; i = \frac{\mu Q_0}{4\pi k h} \quad (4.31)$$

Уравнение (4.31) можно рассматривать как уравнение изменения забойного давления после остановки скважины, работающей до этого с постоянным дебитом Q .

Уравнение (4.31) представляет собой прямую (рисунок 4.8) в координатах $\Delta p_c - \ln t$, а коэффициент i определяется как тангенс угла её наклона φ к оси времени и коэффициент A – как отрезок оси давления, отсекаемый продолжением прямой. По известным коэффициентам можно определить коллекторские свойства пласта: по коэффициенту i определяют гидропроводность пласта: $\frac{k h}{\mu} = \frac{Q}{4\pi t g \varphi}$ (4.32)

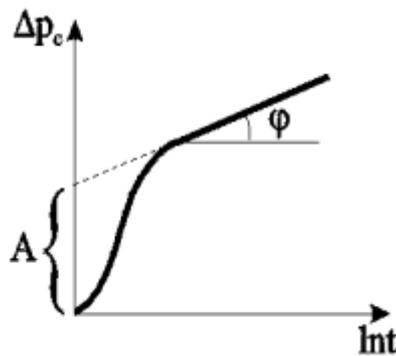


Рисунок 4. 8-Кривая КВД

Если известна вязкость жидкости в пластовых условиях μ и толщина пласта h , то из последней формулы находится коэффициент проницаемости пласта:

$$k = \frac{\mu Q}{4\pi h t g \varphi} \quad (4.33)$$

По известному угловому коэффициенту $i = \text{tg} \varphi$ и радиусу r_c скважины из коэффициента A можно определить коэффициент пьезопроводности пласта α . Область применения указанных приемов интерпретации результатов исследования нефтяных скважин ограничивается условиями, при которых справедлива формула (4.33), а именно: скважина рассматривается как сток постоянной интенсивности в бесконечном, однородном пласте, и возможна мгновенная остановка притока флюида в скважину. В случае ограниченного пласта, когда изменение давления, вызванное закрытием скважины, доходит до его границы, КВД начинает искажаться, а через достаточно большое время выходит на горизонтальную асимптоту,

соответствующую стационарному распределению давления. Поэтому длина прямолинейного участка на кривой КВД ограничена.

Кроме того, в реальных условиях скважину нельзя остановить мгновенно. После её закрытия на устье приток флюида из пласта продолжается ещё некоторое время из-за упругости жидкостей и газов, заполняющих скважину. Время выхода на асимптоту должно, очевидно, превышать время дополнительного притока. Поэтому возможны условия, при которых прямолинейный участок на КВД появляется через значительный промежуток времени, либо даже вообще отсутствует. На форму КВД сказывается также несовершенство скважины и возможное нарушение закона Дарси у стенок скважины.

4.2 Приближенные методы решения задач теории упругого режима

Решения различных краевых задач неустановившейся фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде в условиях как бесконечного, так и конечного пластов можно получить при помощи хорошо известных методов интегрирования линейного дифференциального уравнения в частных производных - уравнения теплопроводности. Однако во многих случаях эти решения представляются громоздкими формулами в виде бесконечного медленно сходящегося ряда или несобственного интеграла, содержащего специальные функции. В связи с этим были предприняты поиски приближенных эффективных решений задач неустановившейся фильтрации. Рассмотрим здесь некоторые из разработанных приближенных методов, получивших широкое применение при решении задач теории упругого режима.

4.2.1 Метод последовательной смены стационарных состояний (ПССС)

Одним из наиболее широко используемых приближенных методов решения задач теории упругого режима является метод последовательной смены стационарных состояний (ПССС). Метод развит Чарным И.А. Он основан на предположении, что давление в пласте меняется во времени значительно медленнее, чем по координатам. Поэтому производную по времени в первом приближении можно отбросить, в результате чего для давления получается уравнение Лапласа, описывающее стационарный процесс. В каждый момент времени весь пласт условно разделяется на две области – возмущенную и невозмущенную. При этом предполагается, что в возмущенной области, начинающейся от стенки скважины, давление распределяется так, как при установившемся режиме. В невозмущенной области давление всюду постоянно и равно начальному. Закон движения

подвижной границы, разделяющей возмущенную и невозмущенную области, определяется при помощи уравнения материального баланса. Рассмотрим теперь расчет неустановившихся одномерных потоков упругой жидкости при помощи метода ПССС.

Прямолинейно-параллельный неустановившийся фильтрационный поток упругой жидкости

Случай 1. Приток к галерее, на которой поддерживается постоянный дебит Q . Пусть в момент времени $t = 0$ в горизонтальном пласте постоянной толщины h и ширины B пущена в эксплуатацию прямолинейная галерея, на которой поддерживается постоянный дебит Q . До пуска галереи давление во всем пласте было одинаковым и равным p_k . К моменту времени t после пуска галереи граница возмущенной области распространится на длину $l(t)$ (рисунок 4.9).

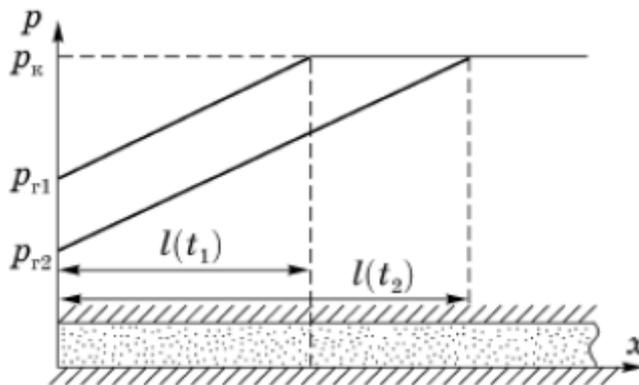


Рисунок 4.9-Кривые распределения давления в прямолинейно-параллельном потоке по методу ПССС

Распределение давления в этой области считается установившимся, т.е. описывается линейной зависимостью:

$$p(r, t) = p_k - \frac{\mu Q}{Bhk} (l(t) - x), \quad 0 \leq x \leq l(t) \quad (4.34)$$

В результате математических преобразований получаем формулу для распределения давления в пласте:

$$p(r, t) = p_k - \frac{\mu Q}{Bhk} [(2\chi t)^{0.5} - x], \quad \text{при } 0 \leq x \leq 2\chi t^{0.5} \quad (4.35)$$

$$p(r, t) = p_k \quad \text{при } x > 2\chi t^{0.5}$$

Значения депрессии $p_k - p_r$ по приближенной формуле значительно отличаются от данных расчета по точной формуле погрешность составляет 25 %.

Случай 2. Приток к галерее, на которой поддерживается постоянное забойное давление $p_r = \text{const}$. В таком же пласте, как и в случае первом, в момент времени $t = 0$ пущена эксплуатационная галерея с постоянным забойным давлением $p_r = \text{const}$. До пуска галереи давление во всем пласте

было одинаковым и равным p_k . Требуется найти распределение давления, закон перемещения границы возмущенной области $l(t)$ и изменение дебита галереи во времени $Q(t)$ будет иметь вид жидкости в возмущенной зоне пласта за тот же промежуток времени, Зная радиус границы зон можно определить распределение давления в любой точке пласта. Дебит галереи в условиях установившегося движения, очевидно, можно выразить следующим образом:

$$Q(t) = \frac{k(p_k - p_c)}{\mu l(t)} = \frac{k}{\mu} B h \frac{\partial p}{\partial x} |_{x=0} \quad (4.36)$$

Задача решается аналогично предыдущему случаю. Следовательно, распределение давления в возмущенной зоне пласта определяется соотношением:

$$P(x,t) = P_k - (P_k - P_c) \left(1 - \frac{x}{2\chi t^{0.5}}\right) \quad \text{при } 0 \leq x \leq 2\chi t^{0.5} \quad \text{и} \quad (4.37)$$

$$P(x,t) = P_k \quad \text{при } x > 2\chi t^{0.5}$$

а дебит галереи – соотношением:

$$Q(t) = \frac{k(p_k - p_c)}{\mu 2(\chi t)^{0.5}} B h \quad (4.38)$$

Погрешность расчета дебита галереи по приближенной формуле по сравнению с расчетами по точной формуле составляет 11 %. Следовательно, методом последовательной смены стационарных состояний лучше пользоваться в случае неустановившихся прямолинейно-параллельных потоков при заданной постоянной депрессии. Как в случае линейной, так и радиальной фильтрации в точке перехода от возмущенной к невозмущенной области градиент давления претерпевает разрыв, что служит одной из причин расхождения между результатами расчетов по методу ПССС и точным решением. Однако этот метод служит достаточно эффективным расчетным приемом, позволяющим найти решение в простом виде, чем и объясняется его применение в некоторых случаях не только для задач фильтрации однофазного флюида, но и для задач о движении газированной жидкости и о перемещении границы раздела жидкостей и газов. Распределение давления в области фильтрации, получаемое по методу ПССС, является довольно грубым приближением; гораздо точнее этим методом дается связь между дебитом и депрессией, особенно в случае радиальной фильтрации.

4.2.2 Метод А.М. Пирвердяна

Этот метод аналогичен методу ПССС и уточняет его. В методе А. М. Пирвердяна, как и в методе ПССС, неустановившийся фильтрационный

поток в каждый момент времени мысленно разбивается на две области - возмущенную и невозмущенную. Граница между этими областями также определяется из уравнения материального баланса. Но в отличие от метода ПССС распределение давления в возмущенной области по методу А. М. Пирвердяна задается в виде квадратичной параболы так, чтобы пьезометрическая кривая на границе областей касалась горизонтальной линии, представляющей давление в невозмущенной области. Распределение давления уже не будет стационарным, а градиент давления на границе областей становится равным нулю, что обеспечивает плавное смыкание профиля давления в возмущенной и невозмущенной областях. В методе А. М. Пирвердяна, который является развитием метода последовательной смены стационарных состояний, эпюра давления задается так, чтобы она не имела угловых точек. Например, при притоке к галерее распределение давления по пласту задается в виде параболы, касательная к которой в точке $x = l(t)$ горизонтальна (рисунок 4.10).

Рассмотрим прямолинейно- параллельный неустановившийся фильтрационный поток упругой жидкости

Случай 1. Приток к галерее, на которой поддерживается постоянный дебит Q . Пусть в горизонтальном пласте постоянной толщины h и ширины B пущена в эксплуатацию галерея с постоянным дебитом Q . До пуска галереи

давление во всем пласте было одинаковым и равным p_k . К моменту времени t после пуска граница возмущенной области продвинется на длину $l(t)$, при этом кривая распределения давления в этой области будет иметь вид параболы. График распределения давления в пласте ко времени t после пуска галереи представлен на (рисунок 4.10). Уравнение параболы, задающей распределение давления в возмущенной области, определяется равенством (4.39):

$$P(x, t) = p_k - (p_k - p_c) \left(1 - \frac{x}{l(t)}\right)^2 \quad 0 < x \leq l(t) \quad (4.39)$$

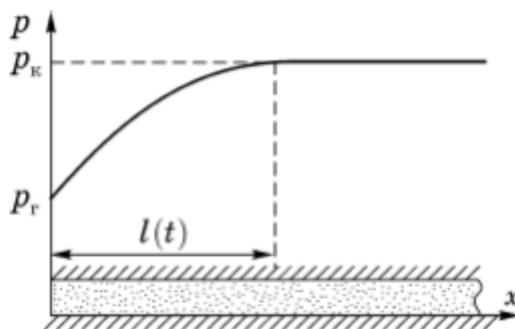


Рисунок 4.10- Кривые распределения давления для прямолинейно-параллельного потока по методу А.М. Пирвердяна

Дебит галереи определяется по закону Дарси:

$$Q(t) = \frac{k}{\mu} B h \frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{x=0} \quad (4.40)$$

В результате математических преобразований получаем формулу для распределения давления в возмущенной области пласта аналогично ;(4.39):

$$P(x, t) = p_k - (p_k - p_c) \left(1 - \frac{x}{l(t)}\right)^2 \text{ при } 0 < x \leq l(t) \quad (4.41)$$

и $P(x, t) = p_k$ при $x > (6\chi t)^{0.5}$

и формулу для расчета дебита:

$$Q(t) = \frac{2k(p_k - p_c)}{\mu l(t)} Bh \quad (4.42)$$

Расчет депрессии $p_k - p_r$ по формуле (4.41) дает погрешность по сравнению с точным решением примерно 9 %, т. е. в 2,5 раза меньше, чем по методу ПССС.

Случай 2. Приток к галерее, на которой поддерживается постоянное давление $p_r = \text{const}$. Пусть имеем прямолинейно-параллельный фильтрационный поток упругой жидкости к галерее, которая пущена в эксплуатацию с постоянным забойным давлением $p_r = \text{const}$. До пуска галереи давление во всем пласте было одинаковым и равным p_k . Для построения приближенного решения по методу А.М. Пирвердяна используем ту же методику, что и для случая первого. Подставим в уравнение материального баланса выражения для расхода, объема и перепада давления. Подставляя найденный закон движения границы возмущенной области в формулы для распределения давления и дебита, получим для давления в возмущенной области пласта соотношение (4.43)

$$P(x, t) = p_k - (p_k - p_c) \left(1 - \frac{x}{12\chi t^{0.5}}\right)^2 \text{ при } 0 < x \leq 12\chi t^{0.5} \quad (4.43)$$

и $P(x, t) = p_k$ при $x > (12\chi t)^{0.5}$

а для дебита галереи формулу:

$$Q(t) = \frac{2k(p_k - p_c)}{\mu l(t)} Bh = \frac{2k(p_k - p_c)}{\mu 12\chi t^{0.5}} Bh \quad (4.44)$$

Погрешность расчета дебита галереи по приближенной формуле по сравнению с точным решением составляет около 2,5 %, т.е. и в этом случае расчет по методу А.М. Пирвердяна более, чем в 2 раза точнее, чем по методу ПССС.

4.2.3 Метод «усреднения»

Суть метода «усреднения», предложенного для решения задач фильтрации Ю.Д. Соколовым и Г.И. Гусейновым заключается в том, что в

дифференциальном уравнении упругого режима производная от давления по времени $\partial p / \partial t$ усредняется по всей возмущенной области и заменяется некоторой функцией времени, значение которой определяется из начальных и граничных условий.

$$F(t) = \frac{2}{R(t)^2 - r_c^2} \int_{r_c}^{R(t)} \frac{\partial p}{\partial t} r dr \quad (4.47)$$

Тогда можно записать:

$$F(t) = k \frac{\partial}{\partial k} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad (4.48)$$

Эта замена упрощает дифференциальное уравнение и облегчает его интегрирование. В результате получаем:

$$P = P_k + \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{R(t)} + \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left(1 - \frac{r^2}{R(t)^2} \right) \quad (4.49) \text{ при } r_c < r \leq R(t)$$

Для определения координаты возмущенной области $R(t)$ надо продифференцировать по t и учесть выражение для $F(t)$. В результате получается: $R(t) = (r_c^2 + 8\chi t)^{0.5}$

Сопоставление формулы с точным решением показывает, что относительная погрешность определения депрессии $r_k - r_c$ не превосходит 5%. В заключение можно отметить, что приближенный результат, полученный Э.Б. Чекалюком. Для скважины, пущенной в эксплуатацию с постоянным забойным давлением, он предлагает, определять дебит по формуле Дюпюи в которой радиус возмущенной области задается формулой: $R(t) = r_c + (\pi\chi t)^{0.5}$

Эта формула очень важна для практики, поскольку простого точного решения задачи об отборе упругой жидкости при условии $s = \text{const}$ не существует. Расчетами показано, что формула Э.Б.Чекалюка очень точна, относительная погрешность при определении дебита по этой формуле не превышает 1%.

4.3 Неустановившаяся фильтрация газа в пористой среде

4.3.1 Уравнение Лейбензона

При изучении движения упругой (сжимаемой) жидкости в пористой среде необходимо учесть, что объемный расход жидкости изменяется в зависимости от давления, т.е. неодинаков в различных сечениях потока. В общем случае эффект изменения объема при упругом сжатии или

расширении будет испытывать и сама пористая среда, [19,20,30,35,41]. Одновременно необходимо также учитывать зависимость вязкости жидкости от давления. Эффекты, связанные с изменением свойств жидкости и пористой среды в зависимости от давления, можно учесть, заменив давление на некоторую функцию:

$$\bar{P} = \int \frac{k(P)\rho(P)}{\mu(P)} dP + C,$$

где \bar{P} - функция давления, названная функцией Лейбензона. Будучи подставленной в уравнения фильтрации несжимаемой жидкости, функция Лейбензона делает их справедливыми для движения сжимаемой жидкости. Если пренебречь изменением проницаемости и вязкости при изменении давления (ввиду малости таких изменений), функцию Лейбензона можно

записать в виде:
$$\bar{P} = \int \rho(P)dP + C,$$

Лейбензон Л.С. получил дифференциальное уравнение для определения давления в пласте при неустановившемся движении в нем идеального газа. Для получения требуемого уравнения используем изотермическое приближение и, следовательно, используем уравнение состояния в виде :

$$\rho = p \frac{\rho_{cm}}{p_{cm}} \quad (4.50)$$

Потенциальная функция, как уже отмечалось ранее, имеет вид:

$$\varphi = \frac{k\rho_{cm}}{2\mu p_{cm}} p^2 + C \quad (4.51)$$

Обозначив $p^2=P$ и проделав преобразования общего уравнения нестационарной фильтрации, получим уравнение Лейбензона:

$$\frac{kp}{t\mu} \Delta P = \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4.52)$$

По внешнему виду уравнение (4.52) не отличается от уравнения пьезопроводности (4.11), но множитель перед лапласианом переменен. В связи с этим уравнение (4.52) нелинейно в отличие от линейного уравнения пьезопроводности упругой жидкости и аналитически решается приближенно. Для получения приближенного решения используется метод линеаризации, а именно, переменное давление p заменяется на некоторое постоянное: Лейбензон предложил замену на p_k (начальное давление в пласте); Чарный – на $p_{cp} = p_{min} + 0,7(p_{max} - p_{min})$, где p_{max} и p_{min} – максимальное и минимальное давление в пласте за расчетный период.

При указанных допущениях решение будет иметь такой же вид, что и в случае упругой жидкости, но при этом в данных решениях давлению p будет соответствовать: $P=p^2$ при $\chi\chi' = \frac{k\rho_k}{\mu} \frac{Q\mu}{2\pi kh} - \frac{Q_{cm}\rho_{cm}\mu}{\pi kh}$

Таким образом, изменение давления при нестационарной фильтрации газа описывается соотношением:

$$P(r, t) = [p_k^2 - \frac{\mu Q_{cm} \rho_{cm}}{2\pi kh} (-Ei(-\frac{r^2}{4\chi't}))]^{0.5} \quad (4.53) \text{ или}$$

При малых значениях $r^2/(4\chi't)$ можно заменить интегрально-показательную функцию логарифмической :

$$P(r, t) = [p_k^2 - \frac{\mu Q_{cm} \rho_{cm}}{2\pi kh} \ln \frac{2.25\chi't}{r^2}]^{0.5} \quad (4.54)$$

Формулы (4.53), (4.54) определяют при фиксированных значениях времени распределение давления вокруг газовой скважины, работающей с постоянным дебитом с момента $t=0$. Депрессионные кривые идентичны кривым при установившейся фильтрации – имеют максимальную кривизну вблизи скважины (рисунок 4.9а). Если задать значение r , то можно найти изменение давления в данной точке с течением времени (рисунок 4.9б). В частности, можно найти давление на забое (при $r=r_c$) после начала работы скважины. Уравнение (4.54) используется для расчета коллекторских параметров газовых пластов методом обработки кривой восстановления давления. Принцип расчета такой же, что и в случае нефтяных скважин, но для получения линейной зависимости по оси ординат надо откладывать не депрессию, а разность квадратов пластового и забойного давлений.

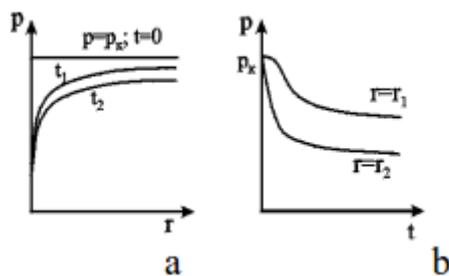


Рисунок 4.9-Пьезометрические кривые при неустановившемся притоке газа к скважине в разные моменты времени (а) и изменение давления с течением времени в фиксированных точках пласта (б).

При изучении движения сжимаемой и несжимаемой жидкостей можно выделить определенные аналогии и с учетом уравнения состояния функцию Лейбензона можно определить массовый расход и скорость фильтрации, где

\bar{P}_k, \bar{P}_c - значения функции Лейбензона, соответственно, на контуре питания и у стенки скважины (таблица 4.1).

Таблица 4.1 –Сопоставление расчетов расхода для сжимаемой и несжимаемой жидкостей

Несжимаемая жидкость	Сжимаемая жидкость
Объемный расход Q	Массовый расход Q _м
Давление P	Функция Лейбензона ~P
Объемная скорость фильтрации w	Массовая скорость фильтрации ρw
$Q_m = \frac{2\pi kh}{\mu \cdot \beta_{ж}} \cdot \frac{\rho_k - \rho_c}{\ln r_k / r_c}, \quad Q_m = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\bar{P}_k - \bar{P}_c}{\ln r_k / r_c},$	$\rho = \rho_k - \frac{\rho_k - \rho_c}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r_k / r$ <p style="text-align: right;">или</p> $\rho = \rho_0 \cdot e^{\beta_{ж}(P - P_0)},$
Массовый расход для установившегося плоскорадиального потока сжимаемой (упругой) капельной жидкости	Определение изменения плотности жидкости вдоль линии тока

4.4 Задачи и вопросы усвоения информации

Задачи для самостоятельного решения

Задача №1

Нефтяная залежь площадью S= 500 га и мощностью h = 30 м имеет пористость m = 20 % и водонасыщенность σв = 30%. Сколько нефти можно отобрать за счет объемного упругого расширения жидкостей при падении давления от 300 ат до 200 ат, если коэффициент сжимаемости нефти βн = 1,5*10⁻⁴ 1/ат, а коэффициент сжимаемости воды βв = 3*10⁻⁵ 1/ат. Пласт считать недеформируемым.

Задача №2

Определить упругий запас нефти в замкнутой области нефтеносности площадью 4500 га, мощностью h = 15 м, если средневзвешенное пластовое давление изменилось на 50 ат; пористость пласта m = 18 %, коэффициент сжимаемости нефти βн = 2*10⁻⁴ 1/ат, насыщенность пласта связанной водой σв = 20 %; коэффициент сжимаемости воды βв = 4,5*10⁻⁵ 1/ат, коэффициент сжимаемости породы βс = 10⁻⁵ 1/ат

Задача №3

Определить коэффициент нефтеотдачи за счет упругого расширения нефти, воды и горной породы, если площадь области нефтеносности Sн = 1000 га, законтурная вода занимает площадь SB = 10000 га, средняя мощность пласта h = 10 м, пористость пласта m = 25 %; водонасыщенность в зоне нефтеносности σв = 20 %, коэффициенты сжимаемости нефти, воды и породы, соответственно, равны βн = 6*10⁻⁵ см²/кгс, βв = 4,2*10⁻⁵ см²/кгс, βс = 2*10⁻⁵ см²/кгс. Пластовое давление снижается от 180 до 80 ат.

Задача №4

Определить дебит галереи, расположенной в полосообразном полубесконечном пласте шириной B = 300 м, мощностью h = 15 м, проницаемостью k = 0,8 Д. в момент времени t = 2 суткам с начала

эксплуатации с постоянным забойным давлением $p_r=100$ ат. Начальное пластовое давление $p_c = 130$ ат, коэффициенты сжимаемости жидкости $\beta_{ж} = 1,5 \cdot 10^{-4}$ 1/ат, породы $\beta_c = 0,6 \cdot 10^{-5}$ 1/ат, коэффициент пористости $m = 20$ %, вязкость нефти $\mu = 1,5$ мПас. В пласте имеет место неустановившаяся фильтрация упругой жидкости по закону Дарси. Найти дебиты по точной формуле и по формуле, полученной по методу последовательной смены стационарных состояний.

Задача №5

Из скважины, расположенной в бесконечном пласте, начали отбор нефти, поддерживая постоянное давление на забое $P_c = 90$ ат. Начальное пластовое давление $P_k=120$ ат. Используя метод последовательной смены стационарных состояний, определить дебит скважины через 1 час, 1 сутки и 1 месяц после начала эксплуатации, если коэффициент проницаемости пласта $k=250$ мД, мощность пласта $h = 12$ м, коэффициент пьезопроводности пласта $\chi = 1,5 \cdot 10^4$ см²/сек, вязкость нефти $\mu = 1,3$ мПас. Скважина гидродинамически совершенная, радиус ее $r_c = 0,1$ м.

Задача №6 с решением

Определить скорость фильтрации и действительная скорость движения газа у стенки гидродинамически совершенной скважины, если известно, что толщина пласта $h = 10$ м, коэффициент пористости $m = 12\%$, радиус скважины $r_c = 0,1$ м, массовый дебит газовой скважины $Q_m = 50$ т/сут, плотность газа при атмосферном давлении ($p_{ат} = 0,1013$ МПа) $\rho = 0,8$ кг/м³. Абсолютное давление на скважине равно $p_c = 10$ МПа.

Решение

Массовый расход в системе СИ равен: $Q_m = 50$ т/сут = $50 \cdot 1000 / 86400 = 0,589$ кг/с. По уравнению неразрывности потока при установившемся движении массовый расход в любом поперечном сечении потока одинаков. Поэтому массовый расход газа на боковой поверхности скважины будет равен:

$$Q_{mc} = Q_m = 0,589 \text{ кг/с.}$$

Плотность газа в этом поперечном сечении равна: $\rho_c = p_{ат} \rho_c / p_{ат} = 0,8 \cdot 10 \cdot 106 / 0,1013 \cdot 106 = 80,0$ кг/м³.

Приток к скважине представляет собой плоскорадиальный поток, поэтому площадь поперечного сечения: $\omega = 2 \pi r_c h$. Объемный расход на забое скважины связан с массовым расходом соотношением $Q_c = Q_m / \rho_c$. Тогда скорость фильтрации будет определяться:

$$u = \frac{Q}{\omega} = \frac{Q_m}{\rho_c \omega} = \frac{Q_m}{\rho_c 2 \pi r_c h} = \frac{0,589}{80,0 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 0,1 \cdot 10} = 1,17 \cdot 10^{-3} \text{ м/с.}$$

Действительная скорость движения нефти: $v = u/m = 1,17 \cdot 10^{-3} / 0,12 = 9,77 \cdot 10^{-3}$ м/с. Ответ: $u = 1,17 \cdot 10^{-3}$ м/с.; $v = 9,77 \cdot 10^{-3}$ м/с.

Задача №7 с решением

Пласт толщиной $h = 8$ м разрабатывается галереей длиной $L = 200$ м, шириной $B = 300$ м. Давления на контуре питания и галерее равны $p_k = 15$ МПа, $p_r = 4$ МПа. Пласт имеет проницаемость $k = 0,25$ мкм² и пористость m

= 20 %. По пласту фильтруется нефть с коэффициентом динамической вязкости $\mu = 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, плотностью $\rho = 730 \text{ кг/м}^3$. Определить: дебит галереи; давление на расстоянии 50 м от галереи; время разработки галереи; нарушается ли закон Дарси?

Решение

Дебит галереи при фильтрации нефти рассчитывается по формуле:

$$Q = \frac{k \cdot p_k - p_r}{\mu \cdot L} B h = \frac{0.25 \cdot 10^{-12} (15-4) \cdot 10^6}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 200} 300 \cdot 8 = 6.6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

Точка, в которой необходимо найти давление расположена на расстоянии 50 м от галереи. Поэтому координата этой точки относительно контура питания равна $x = L - 50 = 200 - 50 = 150 \text{ м}$. Давление удобно рассчитывать по формуле:

$$p(x) = p_k - \frac{(p_k - p_r)x}{L} = 15 - \frac{(15 - 4)150}{200} = 6.75 \text{ МПа}$$

При поршневом вытеснении время разработки галереи соответствует движению частицы нефти от контура питания к галереи, поэтому координата частицы на момент окончания разработки равна $x = L$. Тогда время разработки равно: $T = \frac{B h L m}{Q} = \frac{300 \cdot 8 \cdot 200 \cdot 0.2}{6.6 \cdot 10^{-3}} = 7.3 \cdot 10^7 \text{ с} = 2.31 \text{ года}$

Для того, чтобы определить выполняется ли закон Дарси необходимо рассчитать число Рейнольдса, что удобно сделать по формуле:

$$Re = \frac{10 Q_m \sqrt{k}}{m^{2.3} \mu \omega} = \frac{10 \cdot 4.82 \cdot \sqrt{0.25 \cdot 10^{-12}}}{0.22 \cdot 35 \cdot 10^{-3} \cdot 2400} = 8.14 \cdot 10^{-5}$$

Массовый расход нефти $Q_m = Q \rho = 6,60 \cdot 10^{-3} \cdot 730 = 4,82 \text{ кг/с}$. Площадь поперечного сечения галереи $\omega = B h = 300 \cdot 8 = 2400 \text{ м}^2$ и постоянна по длине галереи. Поэтому число Рейнольдса также постоянно по длине галереи и меньше критического, которое принимаем равным $Re_{кр} = 1$. Так как выполняется условие $Re = 8,14 \cdot 10^{-5} < Re_{кр} = 1$, то закон Дарси выполняется.

Ответ: $Q = 6,60 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$; $p(150) = 6,75 \text{ МПа}$; $T = 2,31 \text{ года}$; закон Дарси выполняется.

Вопросы для самопроверки

1. Определяющие формы пластовой энергии при упругом режиме, [23,29,32,37,42,44,47].
2. Определяющие формы пластовой энергии при упруговодонапорном режиме, [29,32,37,42,44,47].
3. Какие условия определяют замкнуто-упругий режим? [29,32,37,42,44,47].
4. Условия, определяющие жестко водонапорный режим, [29,32,37,42,44,47].
5. Зависимость скорости протекания неустановившихся процессов от проницаемости, вязкости и коэффициентов объёмной упругости жидкости и пласта, [29,30,32,37,42,44,47].
6. Коэффициент объёмной упругости жидкости, [8, 10,29,32,37,42,44,47].

7. Упругий запас. [8,10,29,32,37,42,44,47]
8. Чему равен коэффициент упругоёмкости пласта? [8,10,29,32,37,42,44,47].
9. Коэффициентом пьезопроводности для упругой жидкости, [8,10,29,30,32,37,42,44,47].
10. Коэффициентом пьезопроводности для газовых пластов, [8,10,29,30,32,37,42,44,47].
11. Параметр Фурье, [29,30,32,37,42,44,47].
12. Уравнение пьезопроводности упругой жидкости и его вывод, [29,30,32,37,42,44,47].
13. Правило Лопиталю, [8,10, 29,30,32,37,42,44,47].
14. Интегрально-показательная функция и ее свойства, [29,30,32,37,42,44,47].
15. Уравнение КВД. Области использования, [9,10,12,14,29,30,32,37,42,44,47].
16. Пьезометрические кривые при пуске скважины в конечном пласте с открытой внешней границей с постоянным дебитом, [9,10,12,14,15,29,45,47].
17. Пьезометрические кривые при пуске скважины в конечном пласте с открытой внешней границей с постоянным забойным давлением, [9, 10,12,29,45,47].
18. Изменение дебита скважины с течением времени при постоянном забойном давлении, [7,9,10,12,14,15,29,45,47].
19. Пьезометрические кривые при пуске скважины в конечном пласте с закрытой внешней границей при постоянном дебите, [7,9,10,12,14,15,29,45,47].
20. Пьезометрические кривые при пуске скважины в конечном пласте с закрытой внешней границей при постоянном забойном давлении, [7,9,10,12,14,15,29,45,47].
21. Изменение дебита скважины с течением времени при пуске скважины в конечном пласте с закрытой внешней границей при постоянном забойном давлении, [7,9,10,29,45,47].
22. Уравнение КВД для периодически работающей скважины, [7,9,10,29,45,47].
23. Как зависит угол наклона КВД от проницаемости, [7,9,10,29,45,47].

5 Основы фильтрации неньютоновских жидкостей

При очень малых перепадах течение жидкостей в пластах, как отмечалось ранее, не подчиняется закону Дарси и поведение жидкости аномально. Данная аномальность связана с физико–химическим взаимодействием фильтрующихся жидкостей с материалом пористой среды, а сами жидкости при этом получили название неньютоновские. Кроме этого, наличие нелинейной связи тензора скоростей деформации с тензором напряжения может проявляться и в ряде других случаев. Так повышенное содержание в нефти высокомолекулярных компонентов (смола, асфальтенов, парафина) приводит к проявлению неньютоновских свойств флюидов при их фильтрации. Развитие методов воздействия на природные залежи с целью увеличения нефте- и газоконденсатоотдачи приводит к значительному расширению ассортимента веществ, закачиваемых в продуктивные пласты. Многие из этих веществ (высокомолекулярные соединения, полимеры) не обладают свойствами ньютоновских жидкостей. Поэтому рассмотрение особенностей фильтрации неньютоновских систем приобретает самостоятельное значение. Для простоты будем рассматривать нелинейные законы фильтрации, описывающие только безинерционные движения при условии, что фильтрующиеся жидкости обладают неньютоновскими свойствами, [6,8,21,28,33,46].

5.1 Реологические модели фильтрующихся жидкостей и нелинейные законы фильтрации

Течение ньютоновской жидкости описывается законом Ньютона:

$$\tau = \mu \frac{du}{dy} \quad (5.1)$$

где du/dy – градиент скорости в направлении перпендикулярном направлению течения x . Зависимость между τ и du/dy является в этом случае прямой линией, проходящей через начало координат (рисунок 5.1, кривая 2). Жидкости, не подчиняющиеся закону трения (5.1), называются аномальными или неньютоновскими. Неньютоновские жидкости можно разбить на три класса:

1. Стационарно реологические жидкости – касательное напряжение зависит только от градиента скорости:

$$\tau = f\left(\frac{du}{dy}\right) \quad (5.2)$$

2. Нестационарно реологические жидкости – связь между τ и du/dy

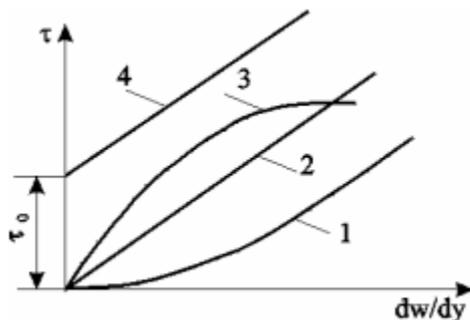
зависит от времени действия напряжений:

$$\tau = f\left(\frac{du}{dy}, t\right) \quad (5.3)$$

3. Вязкоупругие жидкости – среды, обладающие свойствами как твердого тела, так и жидкости, а также способные к частичному восстановлению формы после снятия напряжений. Для таких сред зависимость между касательными напряжениями и градиентом скорости более сложная; она включает производные по времени как напряжений, так и градиента скорости. Среди неньютоновских жидкостей первого класса, описываемых уравнением (6.2), можно выделить три типа:

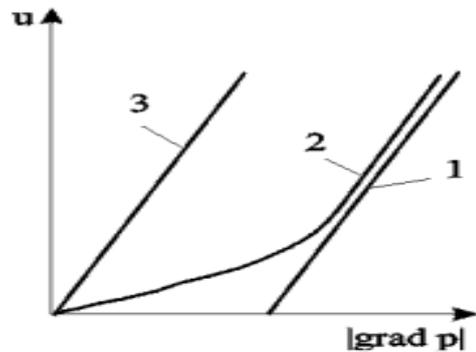
а) вязкопластичные жидкости, для которых уравнение (5.2) имеет вид:

$$\frac{du}{dy} = \frac{1}{\mu} (\tau - \tau_0) \quad \text{при } \tau > \tau_0 \quad \frac{du}{dy} = 0 \quad \text{при } \tau \leq \tau_0 \quad (5.4)$$



Жидкость: 1 – дилатантная; 2 – ньютоновская; 3 – псевдопластичная; 4 – вязкопластичная

Рисунок 5.1- Зависимость касательного напряжения τ от градиента скорости



1 – линейная аппроксимация неньютоновской жидкости; 2 – реальная неньютоновская жидкость; 3 – ньютоновская по закону Дарси

Рисунок 5.2-Индикаторные линии

Графическое представление этой зависимости, называемое реологической кривой, приведено на рисунке 5.1 (кривая 4). В равенство (5.3), кроме коэффициента вязкости η , входит также постоянная τ_0 , называемая начальным (или предельным) напряжением сдвига. Считается, что при $\tau \leq \tau_0$ жидкость ведет себя как твердое тело и течение отсутствует. Это объясняется наличием у покоящейся вязкопластичной жидкости пространственной жесткой структуры, сопротивляющейся любому напряжению τ , меньшему τ_0 . Когда τ становится больше τ_0 , структура разрушается;

б) псевдопластичные жидкости. Эксперименты показали, что для ряда сред связь между напряжением сдвига и градиентом скорости в логарифмических координатах оказывается на некотором участке линейной с угловым коэффициентом от 0 до 1. Поэтому для описания таких сред используется степенная зависимость:

$$\tau = k \left(\frac{du}{dy} \right)^n, \text{ при } n < 1 \quad (5.5)$$

где k и n постоянны для данной жидкости;

k – коэффициент мера консистенции жидкости; отличие показателя n от единицы характеризует степень отклонения данной жидкости от ньютоновской.

Типичная реологическая кривая (5.4) псевдопластичной жидкости приведена на рисунке 5.1 (кривая 3). Модель псевдопластичной жидкости применяется, в частности, для описания движения растворов и расплавов полимеров. Указанные реологические соотношения можно привести к ньютоновскому виду путем введения понятия кажущейся вязкости μ^* , как отношения касательного напряжения к градиенту скорости: $\mu^* = \tau / (du/dv)$. Для псевдопластичной жидкости, как следует из (5.4), эта величина: $\mu^* = k^* (du/dy)^{n-1}$ и так как $n < 1$, то μ^* убывает с возрастанием градиента скорости;

в) *дилатантные жидкости* описываются степенным уравнением (5.4), но при $n > 1$. Кривая течения представлена на рисунке 5.1 (кривая 1). У этих жидкостей кажущаяся вязкость μ^* увеличивается с возрастанием градиента скорости. Модель дилатантной жидкости хорошо описывает свойства суспензий с большим содержанием твердой фазы.

В зависимости от вида неньютоновской жидкости по-разному записывается и закон фильтрации. Так закон фильтрации вязкопластичной жидкости (5.3) в пористой среде записывается в виде:

$$\text{Grad} p = -\frac{\mu}{k} \mathbf{u} - \gamma \frac{\mathbf{u}}{|\mathbf{u}|} \quad u > 0 \quad |\text{grad} p| \leq \gamma \quad (5.6)$$

где $\gamma \approx \tau_0 / k^{0.5}$ предельный (начальный) градиент;

\mathbf{u} – вектор скорости фильтрации;

$|\mathbf{u}|$ – модуль вектора скорости фильтрации

В соответствии с (5.5) скорость фильтрации \mathbf{u} отлична от нуля только в тех областях, где $|\text{grad} p| > \gamma$ (рисунок 5.2, кривая 1). Модель фильтрации с предельным градиентом следует рассматривать как некоторую идеализацию реальных течений аномальных нефтей в пластовых условиях, для которых реологическая кривая имеет вид кривой 2 на рисунке 5.2. Для сравнения на рисунке 5.2 показана диаграмма ньютоновской жидкости по закону Дарси (кривая 3).

В основе проявления неньютоновских свойств пластовых систем лежат различные физические механизмы, но все неньютоновские эффекты проявляются при малых скоростях фильтрации и в средах с малым размером пор, т.е. с малой проницаемостью. Это определяет особенности неньютоновской фильтрации в неоднородных пластах. Области малой проницаемости оказываются областями наибольшего проявления

неньютоновских эффектов. Так в пластах со слоистой неоднородностью предельные градиенты различны для разных пропластков – чем больше проницаемость, тем меньше предельный градиент γ , и наоборот. В связи с этим, пропластки будут последовательно включаться в работу по мере того, как градиент давления будет превышать величины соответствующих предельных градиентов сдвига. Наряду с рассмотренным законом фильтрации (5.6), описывающим течение вязкопластичной жидкости в пористой среде, рассматривают степенной закон фильтрации:

$$U = -C \cdot I \text{grad} p I^n \text{grad} p \quad (5.7)$$

где C – экспериментальная константа; $n > 0$.

Степенной закон, соответствующий псевдопластичному флюиду, хорошо описывает движение растворов полимеров в пористой среде и используется при расчете “полимерного” заводнения пластов с целью повышения их нефтеотдачи, [8,23,31,33].

5.2 Одномерные задачи фильтрации вязкопластичной жидкости

Движение аномальных нефтей в пластах по закону (5.5) приводит к существенным особенностям разработки этих пластов, не встречающимся в случае фильтрации по закону Дарси.

Установившееся течение вязкопластичной жидкости. Рассмотрим плоскорадиальный приток к скважине при условии выполнения соотношения (5.8):

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u + \gamma \quad \text{при } (u > 0) \quad \frac{dp}{dr} \leq \gamma \quad \text{при } (u = 0) \quad (5.8)$$

Решая (5.8) относительно скорости и переходя к дебиту, получим формулу притока, обобщающую формулу Дюпюи:

$$U = \frac{Q}{2\pi r h} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{dr} - \gamma \right) \quad \text{при } \frac{dp}{dr} > \gamma \quad u = 0 \quad \text{при } \frac{dp}{dr} \leq \gamma \quad (5.9)$$

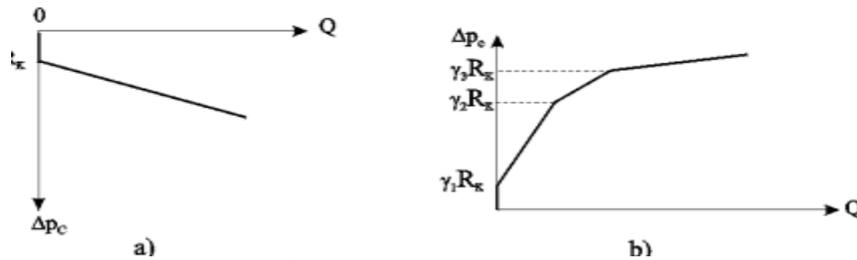
Считая давления на забое скважины и на границе пласта постоянными ($p(r_c) = p_c$; $p(r_k) = p_k$), после интегрирования (5.10) находим дебит :

$$P(r) = p_c + \gamma(r - r_c) + \frac{\mu Q}{2\pi k h} \ln \frac{r}{r_c} \quad (r_c \leq r \leq R_k) \quad (5.10)$$

$$Q = \frac{2\pi k h (\Delta p_c - \gamma R_k)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad \text{при } \Delta p_c > \gamma R_k \quad Q = 0 \quad \Delta p_c < \gamma R_k \quad (5.11)$$

Формулы (5.11), (5.10) представляют, соответственно, распределение давления в пласте и дебит скважины. Из формулы (5.10) видно, что часть

разности давлений в виде линейного слагаемого с угловым коэффициентом γ теряется на преодоление предельного градиента сдвига. При $Q \rightarrow 0$, как следует из (5.11), давление не постоянно (как в случае фильтрации по закону Дарси), а изменяется по линейному закону. При тех же условиях наличие предельного градиента давления в пласте ведет к уменьшению дебита скважины по сравнению с фильтрацией по закону Дарси (формула Дюпюи), а индикаторная линия скважины $Q(\Delta p_c)$ – прямолинейная, но не проходит через начало координат, а отсекает на оси депрессий отрезок, равный γR_k (рисунок 5.3a). В случае слоистого пласта с гидродинамически изолированными пропластками, т. е. при отсутствии перетоков между слоями с разными проницаемостями, для дебита в каждом пропластке справедлива формула (5.12), но своими значениями толщин, проницаемости и начального градиента. Индикаторная линия в этом случае представляется ломаной линией (рисунок 5.3b)



a – однослойный пласт; b – трёхслойный пласт

Рисунок 5.3-Индикаторные линии при плоскорадиальном течении вязкопластичной жидкости

Неустановившаяся фильтрация вязкопластичной жидкости. Дифференциальные уравнения для определения давления при упругом режиме работы пласта можно получить, дополняя закон фильтрации с предельным градиентом (5.5) уравнениями неразрывности и состояния флюида. Описанным в разделе 5 подходом получим следующее уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \operatorname{div} \left[\left(1 - \frac{\gamma}{I \operatorname{grad} p} \right) \operatorname{grad} p \right] \text{ при } I \operatorname{grad} p > \gamma \quad (5.12)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности,

div -дивергенция есть характеристика поля скорости жидкости в данной точке, равная отношению расхода к единице объема.

Уравнение (5.12) служит основой для построения нелинейной теории упругого режима вязкопластичной жидкости. Вместе с тем следует иметь в виду, что при решении нестационарных задач на основе модели фильтрации с предельным градиентом в пласте образуется переменная область фильтрации, на границе которой (пока она не достигнет границы пласта) модуль градиента давления должен равняться предельному градиенту γ , а давление – начальному пластовому. Если рассмотреть задачу о пуске скважины с постоянным дебитом при фильтрации вязкопластичной жидкости

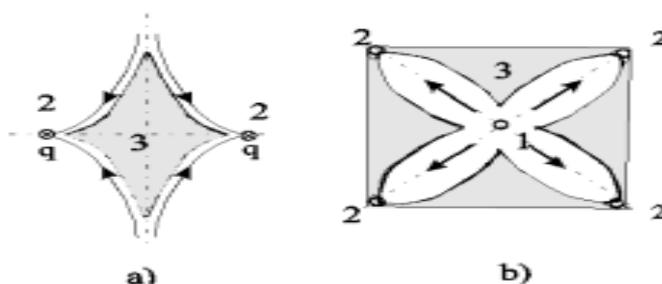
с предельным градиентом, то получим из решения уравнения (5.12) следующую зависимость забойного давления от времени:

$$P_c = P_k - \frac{Q\mu}{6\pi kh} \ln \frac{Q\mu x t}{\pi k h \gamma r_c^3} - \gamma \left(\frac{3Q\mu x t}{\pi k h \gamma} \right)^{\frac{1}{3}} + \frac{Q\mu}{2\pi kh} \quad (5.13)$$

В данной формуле логарифмический член играет основную роль при малом времени, когда преобладают упругие силы. При больших значениях времени закон движения границы возмущенной области подчиняется степенному закону. Таким образом, при некоторых значениях параметров оказывается, что основное значение имеет степенной член, так что закон падения давления на забое скважины изменяется с логарифмического на степенной. Следовательно, при больших временах вид кривых изменения забойного давления $p_c(t)$ при фильтрации с предельным градиентом существенно изменяется по сравнению с фильтрацией упругой жидкости, что позволяет обнаружить в пластовых условиях проявление предельного градиента давления, [12,14,15,18,24,26,27].

5.3 Образование застойных зон при вытеснении нефти водой

Важный эффект фильтрации с предельным градиентом давления возможность образования в пласте застойных зон (движение жидкости или газа отсутствует), при градиенте давления меньшего предельного. Возникновение застойных зон ведет к уменьшению нефтеотдачи пластов. На (рисунок 5.4,а) застойная зона 3, расположенная между двумя добывающими скважинами с равными дебитами, затемнена. При разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путём закачки воды тоже образуются застойные зоны. На (рисунке 5.4,б) приведена схема вытеснения с пятиточечной системой расположения скважин. Анализ возникающего при этом двумерного течения показывает, что в зонах 3 (рисунок 5.4б) скорость течения будет мала по сравнению со скоростями течения в областях, прилегающих к прямым, соединяющим нагнетательную и добывающие скважины. Поэтому эти зоны и окажутся застойными. Отношение незаштрихованных областей на (рисунок 5.4б) ко всей площади пятиточечной ячейки можно считать площадным коэффициентом охвата пласта заводнением.



а – между двумя добывающими скважинами;

b – при пятиточечной расстановке скважин

(1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – зона застоя)

Рисунок 5.4 - Схемы образования застойных зон

Величина застойной зоны и коэффициент охвата пласта вытеснением зависят от параметра: $\lambda = Q\mu/k\gamma L$, где Q – дебит добывающей скважины; L – характерный размер (например, половина расстояния между соседними скважинами); γ – угловой коэффициент.

Коэффициент охвата пласта вытеснением увеличивается с увеличением параметра λ . Вместе с тем следует отметить, что для установления чистого эффекта изменения коэффициента охвата из-за предельного градиента давления применительно к реальному месторождению необходимы исследования, позволяющие исключить влияние ряда других причин, связанных с деформацией горных пород, неоднородностью пласта, физико-химическими явлениями, происходящими в пласте и т. п.

Вопросы для самопроверки

[12,14,15,18,24,26,27]. [6,8,21,28,33,46].

1. Закон Ньютона и его графическое представление, [6,8,12,26].
2. Классы неньютоновских жидкостей, [6,8,12,26].
3. Стационарно реологические жидкости, [6,8,12,26].
4. Нестационарно реологические жидкости, [6,8,12,26].
5. Вязкоупругие жидкости, [6,8,16,26,29].
6. Виды стационарно реологических жидкостей, [6,8,16,26,29].
7. Вязкопластичные жидкости, [6,8,16,26,29,33].
8. Псевдопластичные жидкости, [6,8,16,26,33].
9. Дилатантные жидкости, [6,8,16,26,29,33].
10. Закон фильтрации вязкопластичной жидкости, [6,8,16,26,29,33].
11. Степенной закон фильтрации, [6,16,26,29,33].
12. Уравнение притока для вязкопластичной жидкости и его отличие от уравнения Дюпюи, [6,8,12, 14,15,16,26,29,33].
13. Уравнение пьезопроводности для вязкопластичной жидкости, [6,12, 14,15,16,29,33].
14. Описать изменение забойного давления во времени в случае вязкопластичной фильтрации, [6,12, 14,15,16,29,33].
15. Образование застойных зон при вытеснении нефти водой, [6,12, 14,15,16,27,29,33].

6 Установившаяся потенциальная плоская (двухмерная) фильтрация

Основная проблема разработки нефте-водо-газоносных пластов – расчет притока к одной или группе совершенных скважин. Точные решения, как правило, оказываются весьма сложными и громоздкими. При разработке проектов в настоящее время используют численные методы, связанные с довольно большими затратами как финансовыми, так и временными. Для оценочных целей и получения выражений для определения дебитов можно применять более простые приближенные, но вместе с тем достаточно точные методы расчета. Это методы, использующие аппарат функции комплексного переменного и свойства уравнения Лапласа. При разработке нефтяных и газовых месторождений (НГМ) возникает два вида задач:

1. Задаётся дебит скважин и требуется определить необходимое для этого дебита забойное давление и, кроме того, давление в любой точке пласта. В данном случае величина дебита определяется значением предельной для имеющихся коллекторов депрессией, при которой ещё не наступает их разрушение, или прочностными характеристиками скважинного оборудования, или физическим смыслом. Это означает, например, невозможность установления нулевого или отрицательного забойного давления.

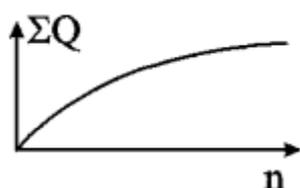


Рисунок 6.1-Зависимость суммарного дебита от числа скважин

2. Задаётся забойное давление и требуется определить дебит. Последний вид условия встречается наиболее часто в практике разработки НГМ. Величина забойного давления определяется условиями эксплуатации. Например, давление должно быть больше давления насыщения для предотвращения дегазации нефти в пласте или выпадения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений, что снижает продуктивные свойства скважин. Наконец, если возможен вынос песка из пласта на забой скважины, то скорость фильтрации на стенке скважины должна быть меньше некоторой предельной величины. Следует отметить, что при эксплуатации группы скважин в одинаковых условиях, т.е. с одинаковым забойным давлением, дебит всего месторождения растёт медленнее увеличения числа новых скважин с теми же забойными условиями (рисунок 6.1). Увеличение дебита при этом требует понижения забойного давления.

При решении этих задач нужно учитывать, что при работе нескольких скважин наблюдается их взаимное влияние друг на друга – интерференция скважин. Это влияние приводит к тому, что при вводе в эксплуатацию новых скважин суммарная добыча на месторождении растет медленнее, чем увеличивается число скважин. Для решения поставленных задач необходимо решить задачу плоской интерференции (наложения) скважин. Поэтому, усложняя задачи с целью более адекватного описания процессов, происходящих на месторождениях углеводородного сырья, необходимо рассмотреть постановки и решения задач, когда одновременно работают не одна, а группы скважин. Наиболее простые постановки задач получаются в том случае, когда пласт предполагается плоским, а скважины считаются точечными источниками или стоками. При решении подобных задач не только в подземной гидромеханике, но и в других разделах гидромеханики широко используется предположение о потенциальности течения и метод суперпозиции (потенциала). Предположим, что пласт – неограниченный, горизонтальный, имеет постоянную мощность и непроницаемые подошву и кровлю. Пласт вскрыт множеством совершенных скважин и заполнен однородной жидкостью или газом. Движение жидкости – установившееся, подчиняется закону Дарси и является плоским. Плоское движение означает, что течение происходит в плоскостях, параллельных между собой, и картина движения во всех плоскостях идентична. В связи с этим разбирается течение в одной из этих плоскостей – в основной плоскости течения, [12,14,15,16,17,18,21,24,26,27].

6.1 Метод суперпозиции (потенциалов)

Сущность метода суперпозиции состоит в том, что при совместной работе нескольких добывающих и нагнетательных скважин изменение пластового давления, вызванное работой каждой из скважин, подсчитывается так, как если бы данная скважина работала одна; затем изменения давления, вызванные работой каждой скважины, алгебраически суммируются по всем скважинам. При этом скорости фильтрации в любой данной точке пласта, вызванные работой каждой скважины, суммируются геометрически. Наличие прямолинейных границ пласта учитывается методом отображения источников и стоков, как и в случае установившейся фильтрации несжимаемой жидкости. С помощью метода суперпозиции можно исследовать перераспределение пластового давления, вызванные пуском, остановкой или изменением темпов отбора жидкости из скважины.

Решение задач будем строить методом суперпозиции (наложения) потоков и методами теории функций комплексного переменного. Метод суперпозиции заключается в следующем. При совместном действии в пласте нескольких стоков (эксплуатационных скважин) или источников (нагнетательных скважин) потенциальная функция, определяемая каждым

стоком (источником), вычисляется по формуле для единственного стока (источника). Потенциальная функция, обусловленная всеми стоками (источниками), вычисляется путём алгебраического сложения этих независимых друг от друга значений потенциальной функции. Суммарная скорость фильтрации определяется как векторная сумма скоростей фильтрации, вызванная работой каждой скважины (рисунок 6.2b).

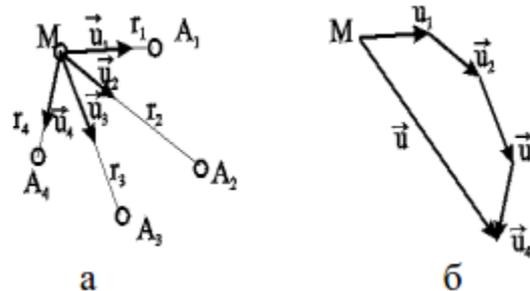


Рисунок 6.2 - Схема векторного сложения скоростей фильтрации в произвольной точке М при работе нескольких источников и стоков

Пусть в неограниченном пласте действует n стоков с положительным массовым дебитом G и источников с отрицательным дебитом (рисунок 6.2a). Поток в окрестности каждой скважины в этом случае плоскорадиален и потенциал:

$$\varphi_i = \frac{G_i}{2\pi h} \ln r_i + C_i \quad (6.1)$$

где i – номер скважины;

r_i – расстояние между некоторой точкой пласта M и центром скважины под номером i .

Пользуясь методом суперпозиции, определяем потенциал сложного потока:

$$\varphi = \sum \varphi_i = \frac{1}{2\pi h} \sum G_i \ln r_i + C \quad \text{при} \quad C = \sum_{i=1}^n C_i \quad (6.2)$$

Зависимость (6.2) физически означает, что фильтрационные потоки работы каждого источника-стока накладываются друг на друга. Так как пласт предполагается неограниченным, то потенциал на бесконечности равен бесконечности. В центрах стоков-источников ($r_i=0$) потенциал также равен бесконечности. Если жидкость несжимаема, то в зависимости (6.2), вместо массовых дебитов, можно использовать объёмные дебиты Q . Для определения уравнений эквипотенциальных поверхностей (изобар) следует иметь в виду, что во всех точках этих кривых значение потенциала (давления) должно оставаться неизменным. Таким образом, приравнявая (6.2) к некоторой постоянной, получаем:

$$\prod_i r_i^{G_i} = C_1 \quad (6.3)$$

где \prod – признак произведения;
 C_1 – постоянная.

Если дебиты всех скважин равны по величине, то :

$$\prod_i r_i^{sign(G_i)} = C_1 \quad (6.4)$$

где обозначение *sign* означает знак параметра *G*.

Линии тока образуют семейство кривых, ортогональных изобарам. Метод суперпозиции можно использовать не только в бесконечных пластах, но и в пластах, имеющих контур питания или непроницаемую границу произвольной формы. В этом случае для выполнения тех или иных условий на границах вводятся фиктивные стоки или источники за пределами пласта. Фиктивные скважины, в совокупности с реальными, обеспечивают необходимые условия на границах, и задача сводится к рассмотрению одновременной работы реальных и фиктивных скважин в неограниченном пласте. Данный метод называется методом отображения источников и стоков. Формула (6.2) – основная в решении задач интерференции скважин. *Рассмотрим далее применение этой формулы в случаях: фильтрационного потока от нагнетательной скважины к эксплуатационной; пласта с произвольным контуром питания, но удалённым от скважин и пласта с прямолинейным контуром питания.*

6.1.1 Фильтрационный поток от нагнетательной скважины к эксплуатационной

Пусть сток *O1* и источник *O2* равнодебитные, т.е. имеют одинаковые по модулю массовые дебиты *G*. Расстояние между источником и стоком равно *2a*. Исследуем поток от источника к стоку. Проведём ось *Ox* через точки *O1* и *O2* таким образом, чтобы точка *O1* находилась от начала координат *0* на расстоянии *a1*, а точка *O2* на расстоянии *a2* (рисунок 6.3). По формуле (6.2) определим потенциальную функцию потока. При этом учтем знаки дебитов: источник $G_1 = -G$, а сток $G_2 = +G$. После подстановки получим:

$$\varphi = \frac{G}{2\pi h} \ln \frac{r_1}{r_2} + C \quad (6.5)$$

где r_1 и r_2 – расстояния любой точки пласта до стока и источника, соответственно. Уравнение изобар при этом будет иметь вид: $\frac{r_1}{r_2} = C_1$ (6.6) и соответствует окружностям, центры которых расположены на прямой, проходящей через центры скважин (рисунок 6.4). Среди окружностей есть одна, имеющая бесконечно большой радиус – прямая, которая делит расстояние между скважинами и всю плоскость течения пополам. Половина всех окружностей конечного радиуса $R = (a_1 a_2)^{0.5}$ расположена по одну сторону от этой прямой, остальные окружности – по другую. Семейство линий тока ортогонально изобарам и, следовательно, в данном случае тоже окружности. Все линии тока проходят через сток и источник. Центры всех

окружностей линий тока расположены на прямой, делящей расстояние между стоком и источником пополам (рисунок 6.4).

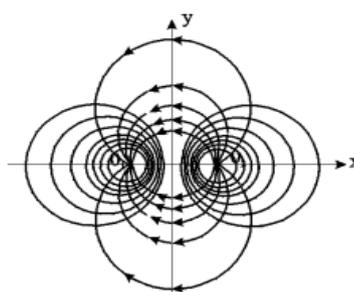
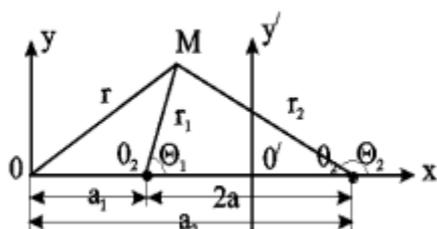


Рисунок 6.3- Схема расположения источника 01 и стока 02

Рисунок 6.4-Фильтрационное поле источника и стока

Массовый дебит эксплуатационной и нагнетательной скважин при их совместной деятельности определяется на основе соотношения (6.5), расписанного для каждой скважины при учете отношений радиусов (рисунок 6.3):

$$-\frac{r_1}{r_2} = \frac{r_c}{2a} \quad (6.6)$$

на контуре эксплуатационной скважины

$$-\frac{r_1}{r_2} = \frac{2a}{r_c} \quad (6.6)$$

на контуре нагнетательной скважины

Решая, полученную систему уравнений, имеем:

$$G = \frac{\pi h (\varphi_H - \varphi_3)}{\ln \frac{2a}{r_c}} \quad (6.7)$$

Массовая скорость фильтрации в любой точке пласта М (рисунок 6.2) находится по правилу суперпозиции сложения векторов скорости от действия источника и стока. Модуль массовой скорости i-ой скважины равен:

$$|\rho u| = \frac{Ga}{\pi h r_1 r_2}, \quad |\rho u| = \frac{d\varphi}{dr} = \frac{G}{2\pi h r}, \quad |\rho u_i| = \frac{G}{\pi h r_i} \quad (6.8)$$

$$|\rho \vec{u}| = \sqrt{|\rho \vec{u}_1|^2 + |\rho \vec{u}_2|^2 + 2|\rho \vec{u}_1||\rho \vec{u}_2|\cos(\Theta_2 - \Theta_1)} \quad (6.9)$$

Для поддержания пластового давления часто используется нагнетание воды в пласт. Определим для однородной несжимаемой жидкости время движения частицы по кратчайшему пути между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, то есть по оси Ox. При жестко водонапорном режиме решается при этом вопрос о времени, прошедшем от начала закачки воды в пласт до начала её прорыва в эксплуатационную скважину. Чтобы решить указанную задачу, выразим скорость в (6.8) через производную расстояния по времени и, поместив начало координат в сток O1, проинтегрируем полученное уравнение по x от x0 до x. Тогда время

движения частицы от некоторой точки x_0 до точки x определится зависимостью:

$$t = \frac{\pi h m}{Q a} \left(\frac{x^3 - x_0^3}{3} - a x^2 + a x_0^2 \right) \quad (6.10)$$

Время обводнения T , т.е. время прохождения частицы расстояния $O_1O_2=2a$ определяется из (6.9), если принять $x=0$; $x_0=2a$:

$$T = \frac{4 \pi h m a^2}{3 Q} \quad (6.11)$$

где Q –объемный дебит. Зная T , можно найти площадь обводнения ω , приравняв объемы TQ и $m h \omega$, откуда $\omega=4\pi a^2/3$.

Анализ формул (6.9) и (6.10) показывает, что расстояние, пройденное частицей за время T от нагнетательной скважины до эксплуатационной, вдвое больше расстояния, пройденного другой частицей за это же время в положительном направлении оси x .

6.1.2 Приток к группе скважин с удаленным контуром питания

В большинстве практических случаев контур питания находится довольно далеко. Поэтому решения данной задачи позволяют провести предварительную оценку однородных участков месторождений.

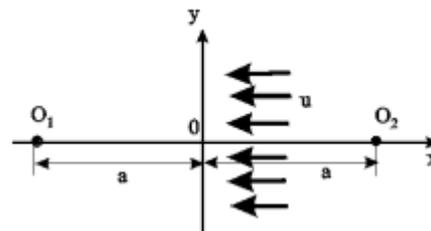
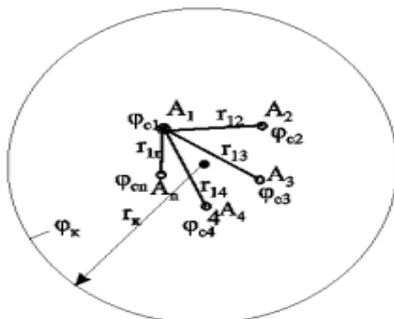


Рисунок 6.5- Схема группы скважин в пласте с удаленным контуром питания

Рисунок 6.6- Схема притока к скважине с прямолинейным контуром питания

Пусть в пласте расположена группа из n скважин (рисунок 6.5) с различными дебитами G_i , забойными потенциалами p_i и радиусами скважин r_i . Расположение скважин задано и на достаточно большом удалении находится контур питания, форма которого неизвестна, но известен порядок расстояния r_k от контура питания до группы скважин. При этом r_k намного больше расстояния между скважинами. Считаем, что потенциал контура ϕ_k и забойные потенциалы скважин ϕ_i заданы. Для определения дебитов используем формулу (6.2) при помещении точки M на забое каждой скважины, что позволяет записать n - уравнений вида:

$$\varphi_{ci} = \frac{1}{2\pi h} (G_i \ln r_{ci} + \sum_{j=1, i \neq j}^n G_j \ln r_{ji}) + C \quad (6.12)$$

где r_{ci} – радиус скважины, на которую помещена точка М;

r_{ji} – расстояние между i -й и j -й скважинами;

φ_{ci} – забойный потенциал i -й скважины.

Неизвестных же – $n+1$, так как константа C тоже неизвестна. Для нахождения C воспользуемся условием $\varphi = \varphi_K$ на удалённом контуре питания:

$$\varphi_K \approx \frac{1}{2\pi h} \sum_{j=1}^n \ln r_K G_j + C \quad (6.13)$$

Равенство приближенное, заключается в том, что для удаленных точек контура питания от скважин принимаем одно и то же расстояние r_K , что справедливо для достаточного удаления контура, учитывая, что оно находится под знаком логарифма. Уравнение (6.13) и будет $(n+1)$ уравнением. Таким образом, плоская задача интерференции при удалённом контуре питания сводится к решению алгебраической системы уравнений первой степени (6.12), (6.13). При помощи данной системы можно находить или депрессию при заданном дебите, или получить значения дебитов при заданных депрессиях. При найденных дебитах можно определить пластовое давление в любой точке по (6.2), причем результат будет тем точнее, чем дальше эта точка отстоит от контура питания.

6.1.3 Приток к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания

Пусть в полосообразном пласте пробурена одна скважина с центром в точке O_1 на расстоянии a от прямолинейного контура (ось y) бесконечного протяжения, на котором поддерживается постоянный потенциал φ_K . На скважине радиуса r_c поддерживается постоянный потенциал φ_c .

Найдём дебит скважины G и распределение функции φ . Так как контур питания пласта Oy является эквипотенциальной линией, то все линии тока, сходящиеся в центре скважины O_1 , должны быть перпендикулярны к прямой Oy (рисунок 6.6). Для определения поля течения добьёмся выполнения граничных условий на контуре введением фиктивного источника O_2 с дебитом, равным дебиту стока O_1 , путём зеркального отображения данного стока относительно прямой Oy . Таким образом, используем ранее упомянутый метод отображения и задачу о потоке в пласте с прямолинейным контуром питания и с одиночной эксплуатационной скважиной сведём к ранее рассмотренной в разделе (6.1.17). задаче о фильтрационном потоке от источника к стоку. Отличие данных задач только в постановке граничных условий: в задаче раздела (6.1.1). источник питания – нагнетательная скважина, а в данном случае – прямолинейный контур, а источник O_2

фиктивный. Используем для определения дебита выражение (6.10), но со следующей заменой граничных условий:

$$\begin{aligned} \varphi &= \varphi_k \text{ при } r_1 = r_2, \text{ т.е. при } r_1/r_2 = 1; \\ \varphi &= \varphi_c \text{ при } r_1 = r_c, r_2 \approx 2a, \text{ т.е. при } r_1/r_2 \approx r_c/2a. \end{aligned}$$

Подставляя последовательно соответствующие граничные значения φ , r_1 и r_2 в равенство (6.10), получаем два уравнения, определяющих потенциалы на контуре и забое. Из этих уравнений легко находится массовый дебит одиночной скважины в пласте с прямолинейным контуром:

$$G = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \frac{2a}{r_c}} \quad (6.14)$$

Если бы в пласте была нагнетательная скважина, то в формуле (6.14) достаточно только изменить знак правой части.

6.1.4 Приток к скважине, расположенной вблизи непроницаемой прямолинейной границы

Данная задача может возникнуть при расположении добывающей скважины вблизи сброса или около границы выклинивания продуктивного пласта. В этом случае реальную скважину-сток зеркально отображают относительно непроницаемой границы, и дебиту скважины отображения приписывают тот же знак, что и дебиту реальной скважины. При притоке к двум равнодебитным скважинам скорость фильтрации на непроницаемой границе будет направлена вдоль границы, т.е. граница является линией тока и фильтрация через неё отсутствует. Дебит скважины определяется из уравнений (6.12) и (6.13) для $n=2$ в пласте с удалённым контуром питания:

$$G = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \frac{r_k^2}{r_c 2a}} \quad (6.15)$$

6.1.5 Приток к скважине в пласте с произвольным контуром питания

В естественных условиях контур питания имеет произвольную форму и её не всегда удаётся определить. Кроме того, часто не удаётся определить достаточно точно и расстояние a от скважины O_1 до контура. Можно ли в этом случае пользоваться формулой предыдущего раздела? Любой произвольный контур B находится между прямолинейным $B_{пр}$ и круговым $B_{кр}$ (рисунок 6.7).

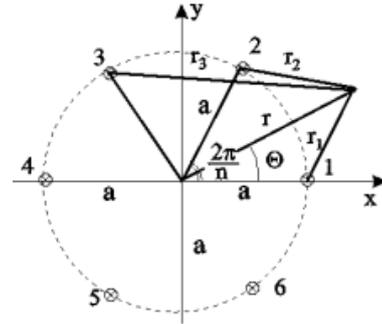
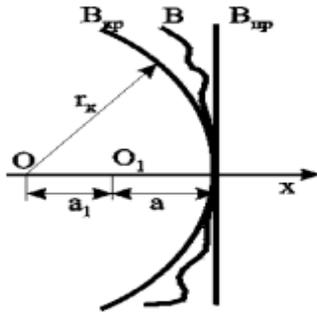


Рисунок 6.7- Схема видов контуров питания Рисунок 6.8-Схема кольцевой батареи

Расчеты дебитов, проведенные для этих двух крайних разновидностях контуров, *показывают:*

1. При вычислении дебита скважины форма внешнего контура пласта не имеет сколько-нибудь существенного значения.
2. Чем дальше от внешнего контура пласта находится скважина, тем меньший дебит она имеет. Однако так как величина расстояния входит под знаком логарифма, то даже значительное изменение этого расстояния мало влияет на величину дебита
3. В случае расположения скважины эксцентрично относительно контура поток можно считать плоскорадиальным и дебит рассчитывать по формуле Дюпюи, если $r_k > 10^3 r_c$ и эксцентриситет $a_1 < r_k / 2$.

Таким образом, для практических расчетов точное знание формы и расстояния до контура питания необязательно, но порядок расстояния до контура питания должен быть известен.

6.1.6 Приток к бесконечным цепочкам и кольцевым батареям скважин

Рассмотрим поле течения в области действия круговой батареи, т. е. построим семейства линий тока и изобар. Уравнение изобар получаем из (6.8-6.9) путём представления радиусов r_j в полярной системе координат (рисунок 6.8):

При рациональной системе разработки нефтяных месторождений скважины располагают обычно в виде рядов, расставленных вдоль контура нефтегазоносности и контура питания. Эти линии называются батареями или рядами скважин. Без большой погрешности можно считать дебит скважин в каждом ряду одинаковым, если в каждом ряду скважины находятся в одинаковых условиях. Дебиты же скважин в разных рядах будут отличаться друг от друга. Наибольший дебит имеет первый ряд, ближайший к контуру питания, а по мере удаления дебит уменьшается. Поэтому число одновременно работающих рядов редко превышает два-три, и последующие ряды включаются по мере приближения контура нефтегазоносности. Когда вода подошла к первому ряду, то он выключается и включается один из следующих рядов и так далее. В этом случае число неизвестных уменьшается

от числа скважин n до числа рядов N (обычно число рядов не превышает 2-4), что значительно упрощает решение задачи пункта (6.1.2).

Приток к скважинам кольцевой батареи. Пусть центры скважин располагаются в вершинах правильного n -угольника, т.к. что скважины образуют кольцевую батарею радиуса a (рисунок 6.8). Контур питания удалён от скважин на расстояние, значительно превышающее радиус батареи, и тогда можно считать, что все скважины равноудалены от контура питания на расстояние r_k . Будем считать, что на контуре питания поддерживается постоянное значение потенциала φ_k и на контуре скважин потенциал постоянен и равен φ_c . В данной постановке, следовательно, надо решить задачу о плоском течении к батарее с n точечным стокам, размещённым равномерно на окружности радиуса a .

Для получения формулы дебита скважин воспользуемся формулой (6.2):

$$\varphi = \frac{G}{2\pi h} \sum \ln r_i + C \quad (6.15)$$

где G - массовый дебит любой скважины батареи,

r_j - расстояния от некоторой точки пласта до всех n скважин;

h - толщина пласта.

Граничные условия:

на контуре питания $\varphi = \varphi_k = \text{const}$, при $r_j = r_k$;

на контуре скважины $\varphi = \varphi_c = \text{const}$, при $r_1 = r_c$; $r_j (j \neq 1) = 2a \sin[(n-1)\pi/n]$.

Используя данные граничные условия, преобразуем формулу (6.15):

$$\varphi_k = \frac{G}{2\pi h} \ln r_k^n + C \quad (6.16) \quad \varphi_k = \frac{G}{2\pi h} \ln((2a)^{n-1} r_c \prod_{j=1}^{n-1} \sin \frac{j\pi}{n}) + C \quad (6.17)$$

В последнем выражении:

$$\prod_{j=1}^{n-1} \sin \frac{j\pi}{n} = \frac{n}{2^{n-1}} \quad (6.18)$$

Тогда (6.17) переписывается в виде:

$$\varphi_c = \frac{G}{2\pi h} \ln(na^{n-1} r_c) + C \quad (6.19)$$

Из (6.16), (6.19) получим выражение для определения дебита скважины:

$$G = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \frac{r_k^n}{na^{n-1} r_c}} \quad (6.20)$$

Формула (6.20) справедлива при любом целом n . В частности, при $n=1$ имеем выражение *типа формулы Дююи* для определения дебита при плоскорадиальном потоке (6.21):

$$G = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \quad (6.21)$$

Формула (6.20) – приближенная. Её можно применять в случае, если размеры пласта во много раз больше площади внутри окружности батареи скважин, например, при водонапорном режиме, когда жидкость можно считать несжимаемой. Если же в пласте установился режим растворенного газа, то трудно ожидать, что площадь, занятая газированной жидкостью, простирается до границ пласта.

Если расстояние до контура незначительно превышает радиус батареи, то, строго говоря, следует воспользоваться более точной формулой:

$$G = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \frac{r_k^{2n} - a^{2n}}{na^{n-1}r_c r_k^n}} \quad (6.22)$$

Эта формула при $n=1$ переходит в формулу определения дебита эксцентрично заложенной одиночной скважины (a - эксцентриситет скважины). В большинстве практических случаев можно пользоваться формулой (6.20), т.к. уже при $rk=10a$ дебиты, подсчитанные по формулам (6.20) и (6.22), различаются не более чем на одну тысячную процента. Определим дебит батареи, умножив формулу (6.20) на число скважин в батарее n :

$$G_{\text{бат}} = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \left[\left(\frac{r_k}{a} \right)^n \frac{a}{nr_c} \right]} n = \frac{\varphi_k - \varphi_c}{\frac{1}{2\pi h} \ln \frac{r_k}{a} + \frac{1}{2\pi h n} \ln \frac{n}{2\pi r_c}} \quad (6.23)$$

Рассмотрим поле течения в области действия круговой батареи: семейство линий тока и изобар. Уравнение изобар получаем из (6.3) путём представления радиусов r_j в полярной системе координат:

$$\prod_{j=1}^n (a^2 + r^2 - 2ar \cos[\frac{2(j-1)\pi}{n} - \theta])^{0.5} = C_1 \quad (6.24)$$

Данное уравнение (6.24) позволяет построить поле изобар, а линии тока пересекают изобары под прямым углом.

Плоскость течения кольцевой батареи с n равнодебитными скважинами, размещенными в вершинах правильного многоугольника, делится на n равных частей (секторов) прямыми линиями тока H , сходящимися в центре батареи и делящими расстояние между двумя соседними скважинами пополам. Эти линии тока называются нейтральными. Другое семейство прямых линий тока Γ проходит через центры скважин и делит сектор, ограниченный двумя нейтральными линиями, пополам. Это – главные линии. Семейство изобар подразделяется на два подсемейства,

которые разграничиваются изобарой, пересекающей себя в центре батареи столько раз, сколько скважин составляет данную батарею. *Первое подсемейство изобар* определяет приток к отдельным скважинам и представляет собой замкнутые, каплеобразные кривые, описанные вокруг каждой скважины. *Второе семейство* – определяет приток к батарее в целом и представляет собой замкнутые кривые, описанные вокруг батареи. Скорость фильтрации по главным линиям максимальна, а по нейтральным линиям – минимальна. В центре кольцевой батареи скорость фильтрации равна нулю, т.е. частица жидкости, находящаяся в точке, в которой изобара пересекает сама себя, неподвижна. Такие точки фильтрационного поля называются точками равновесия и при разработке в окрестностях таких точек образуются “застойные области”. В условиях водонапорного режима в этих областях могут возникать “целики нефти”. Зная положения точек равновесия в пласте, можно находить рациональные приёмы для своевременной ликвидации целиков нефти. Одним из таких приёмов является изменение режима работы скважин, заставляющее нефть целика прийти в движение в нужном направлении.

Для кольцевой батареи (рисунок 6.9), на основе анализа формул (6.20)-(6.23), можно сделать *ряд оценок эффекта взаимодействия*: дебит изменяется непропорционально числу скважин и радиусу батареи (расстоянию между скважинами); с увеличением числа скважин дебит каждой скважины уменьшается при постоянном забойном давлении, т.е. растёт эффект взаимодействия; взаимодействие скважин может практически не проявляться только при очень больших расстояниях между скважинами (в случае несжимаемой жидкости, строго говоря, влияние скважин распространяется навесь пласт); с увеличением числа скважин темп роста суммарного дебита батареи замедляется (рисунок 6.1), а именно, сверх определённого предела увеличение числа скважин оказывается неэффективным в виду прекращения прироста дебита.

Приток к прямолинейной батарее скважин. Рассмотрим, как и в предыдущем случае, приток к батарее при удалённом контуре питания в режиме поддержания постоянного забойного давления. В отличие от круговой батареи *необходимо различать два случая*: число скважин батареи нечетное; число скважин четное. В обоих случаях дебиты скважин, равноудаленные от середины или от концов батареи, будут одинаковы, а при разной удаленности будут отличаться. Последнее вызывается неодинаковой интенсивностью влияния со стороны скважин батареи на те, или иные скважины. При этом при нечетном числе скважин дебит средней скважины отличается от дебитов других скважин. Дебиты равномерно расположенных скважин можно определить общим методом с использованием формулы (6.2).

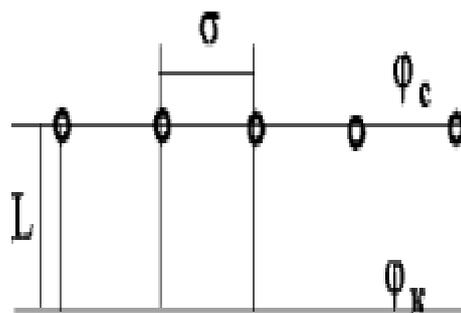
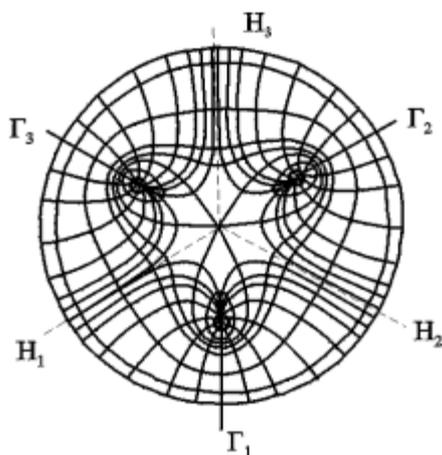


Рисунок 6.9- Изобары и изолинии Рисунок 6.10- Схема прямолинейной
тока для кольцевой батареи из трёх батареи скважин
скважин

Можно вывести аналогичные уравнения для любой скважины прямолинейной батареи конечной длины в пласте с прямолинейным контуром питания, но с использованием дополнительно метода отображения. В этом случае запись уравнений оказывается громоздкой из-за необходимости учета не только взаимных расстояний между скважинами, но также расстояний между скважинами и воображаемыми источниками и расстояний между этими последними. Для практических расчетов можно использовать приближенную формулу П.П. Голосова для общего дебита скважин прямолинейной батареи: для нечетного числа скважин $2n+1$, где n - любое целое число:

$$G_{\text{бат}} = \frac{2\pi h(2n+1)(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \frac{L}{r_c} + \sum_{j=1}^n \ln \frac{L^2}{(j\sigma)^2}} \quad (6.25)$$

для четного числа скважин $2n$:

$$G_{\text{бат}} = \frac{4\pi h n (\varphi_k - \varphi_c)}{\ln \frac{L^2}{\sigma r_c} + \sum_{j=2}^n \ln \frac{L^2}{j(j-1)\sigma^2}} \quad (6.26)$$

где h – толщина пласта;
 σ – расстояние между скважинами;
 L – расстояние до контура.

Ошибка в определении дебитов по данным формулам не превышает 3–4 % при $L=10$ км, $r_c=10$ см, при расстояниях между скважинами $100 \text{ м} \leq \sigma \leq 500$ м. Приведенные формулы можно использовать при любом контуре питания, т.к. проведенные ранее исследования взаимодействия двух скважин показали, что форма контура питания пласта мало влияет на взаимодействие скважин. При этом, по мере приближения скважин к контуру питания эффект взаимодействия уменьшается, но в реальных условиях значительного

удаления скважин от контура питания погрешность определения расстояния до контура даже в 100 % не отражается значительно на эффекте взаимодействия. Для однородных пластов и жидкостей относительные изменения дебитов скважин, вызванные эффектом взаимодействия, не зависят от физико-геологических характеристик пласта и от физических параметров жидкости

Рассмотрим фильтрационное поле (рисунок 6.10), поддерживаемое бесконечной цепочкой равностоящих скважин (требование бесконечности приводит к ликвидации граничных эффектов на концах батареи и равнодебитности скважин, так как все скважины оказываются в равных условиях притока к ним флюидов). Для получения формул дебита скважины бесконечной прямолинейной батареи воспользуемся формулой (6.20) дебита скважины кольцевой батареи. Положим, что :

$$r_k = L + a; a = n\sigma / (2\pi), (6.27)$$

где $L = \text{const}$ – разность между радиусом контура питания и радиусом кольцевой батареи a ;

$\sigma = \text{const}$ – длина дуги окружности радиусом a между двумя соседними скважинами кольцевой батареи.

Подставив значения r_k , a в формулу (6.20), получим:

$$G_{\text{бат}} = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln(1 + \frac{2\pi l}{n\sigma})^n + \ln \frac{\sigma}{2\pi r_c}} = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{\ln[(1 + \frac{1}{nz})^{nz}]^{\frac{1}{z}} + \ln \frac{\sigma}{2\pi r_c}} (6.28)$$

где $Z = \sigma / (2\pi l)$. Переходя в данной формуле к пределу при $n \rightarrow \infty$ и учитывая, что $\lim((1 + 1/nz)^{nz}) = e$ при $nz \rightarrow \infty$ получаем формулу массового дебита скважины прямолинейной батареи :

$$G_{\text{бат}} = \frac{2\pi h(\varphi_k - \varphi_c)}{(\frac{2\pi L}{\sigma}) + \ln \frac{\sigma}{2\pi r_c}} (6.29)$$

где L – расстояние от контура питания до батареи;

σ – расстояние между скважинами батареи;

h – толщина пласта.

Суммарный дебит из n - скважин определится следующим выражением:

$$G = \frac{\varphi_k - \varphi_c}{\frac{L}{nh\sigma} + \frac{1}{2\pi hn} \ln \frac{\sigma}{2\pi r_c}} (6.30)$$

Для несжимаемой жидкости соотношение (6.30) можно переписать через давление и объёмный дебит:

$$Q = \frac{P_K - P_C}{\frac{\mu L}{knh\sigma} + \frac{\mu}{2\pi khn} \ln \frac{\sigma}{2\pi r_c}} \quad (6.31)$$

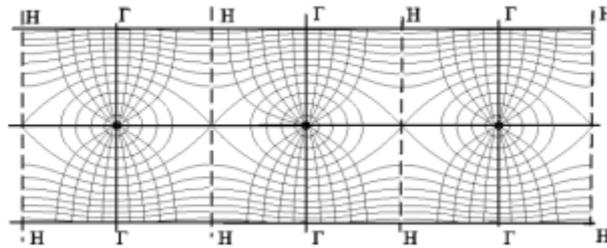


Рисунок 6.11 - Фильтрационное поле для бесконечной батареи.

Ортогональная сетка, изображающая фильтрационное поле бесконечной прямолинейной батареи, изображена на (рисунок 6.11).

Здесь, как и в кольцевой батарее, имеются главные и нейтральные линии тока перпендикулярные цепочке. Нейтральными линиями тока вся плоскость течения делится на бесконечное число полос, каждая из которых является полосой влияния одной из скважин, находящейся в середине расстояния между двумя соседними нейтральными линиями. Главные линии тока проходят через центры скважин параллельно нейтральным линиям. Изобара, бесчисленное множество раз пересекающая сама себя, отделяет изобары внешнего течения ко всей батарее, охватывающих всю цепочку скважин, от изобар притока к скважине, охватывающих только данную скважину. Точки пересечения граничной изобары являются точками равновесия, и они делят интервал между двумя соседними скважинами пополам.

6.2 Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений (метод Борисова)

Данный метод называется методом Борисова и позволяет сложный фильтрационный поток в пласте при совместной работе нескольких батарей эксплуатационных и нагнетательных скважин разложить на простейшие потоки – к одиночно работающей скважине и к одиночно работающей батарее. Реализация данного метода достигается введением понятий внутреннего и внешнего фильтрационных сопротивлений, которые придают простейший физический смысл членам уравнений, используемых для подсчетов дебитов и значений потенциальных функций. Для выяснения этих понятий сравним формулы (6.30) или (6.31) с законом Ома $I=U/R$, где I – ток, U – разность потенциалов и R – сопротивление. Из сравнения видно, что фильтрационное сопротивление определяется величиной знаменателя правой части (6.30), который состоит из двух слагаемых. Если в (6.30) оставить только первое слагаемое, то оно будет выражать дебит в прямолинейно-параллельном потоке через площадь величиной $nh\sigma$ на длине L . Таким образом, первое слагаемое выражает фильтрационное сопротивление потоку

от контура питания к участку прямолинейной бесконечной цепочки, занятому n скважинами, в предположении замены батареи галереей. Борисов назвал эту часть фильтрационного сопротивления – внешним фильтрационным сопротивлением:

$$\rho_{\varphi} = \frac{L}{nh\sigma} \quad \text{или} \quad \rho_p = \frac{L\mu}{nkh\sigma} \quad (6.32)$$

Оставим теперь в (6.31) только второе слагаемое. В этом случае получим аналог формулы Дюпюи для суммарного дебита n скважин при плоскорадиальном течении и в предположении, что каждая скважина окружена контуром питания длиной σ . Таким образом, второе слагаемое выражает местное фильтрационное сопротивление, возникающее при подходе жидкости к скважинам. Появление этого сопротивления объясняется искривлением линий тока у скважин и, по Борисову, оно получило название внутреннего:

$$\rho'_{\varphi} = \frac{1}{2\pi nh} \ln \frac{\sigma}{2\pi r_c} \quad \text{или} \quad \rho'_{\varphi} = \frac{\eta}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma}{2\pi r_c} \quad (6.33)$$

На внешнее и внутреннее фильтрационные сопротивления разделяется также полное фильтрационное сопротивление кольцевой батареи:

$$\rho = \frac{1}{2\pi h} \ln \frac{r_k}{a} \quad \text{или} \quad \rho' = \frac{1}{2\pi hn} \ln \frac{2\pi a}{2\pi r_c} \quad (6.34)$$

Здесь ρ выражает фильтрационное сопротивление потоку от контура питания к кольцевой батарее радиуса a в предположении, что поток плоскорадиален и батарея заменена галереей. *Внутреннее сопротивление* ρ' – это сопротивление плоскорадиального потока от воображаемого контура окружности длиной $2\pi a/n$ к скважине. Величина $2\pi a/n$ – длина дуги сектора радиуса a , который содержит одну из скважин батареи.

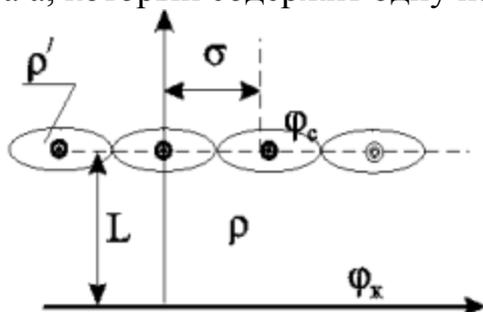


Рисунок 6.12-Схема одной батареи

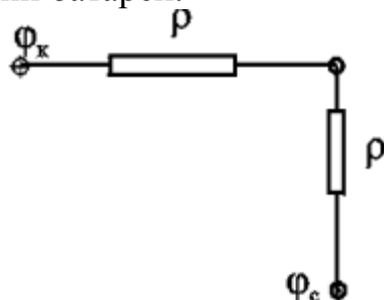


Рисунок 6.13-Электрическая схема одной батареи

Электрическая схема в случае одной батареи (рисунок 6.12) имеет вид (рисунок 6.13). На (рисунке 6.12) затемнены области внутреннего сопротивления.

Рассмотрим случай притока к n эксплуатационным и нагнетательным батареям скважин и составим схему сопротивлений.

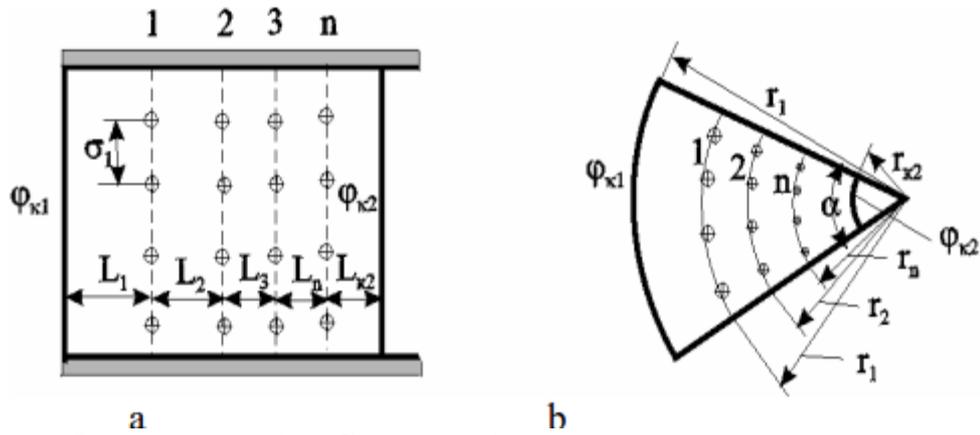


Рисунок 6.14 - Схема n-батарей с двумя контурами питания: а) линейные батареи; б) кольцевые батареи

Предположим, что скважины i -й батареи имеют забойные потенциалы φ_{ci} ($i = 1, \dots, n$), пласт имеет контурные потенциалы $\varphi_{к1}$ и $\varphi_{к2}$ (рисунок 6.14). Пусть $\varphi_{к1} > \varphi_{к2}$. Очевидно, поток от контура питания к первому ряду скважин будет частично перехватываться первой батареей и частично двигаться ко второй. Поток ко второй батарее будет частично перехватываться второй батареей, частично двигаться к третьей и т.д. Этому движению отвечает разветвленная схема фильтрационных сопротивлений (рисунок 6.15).

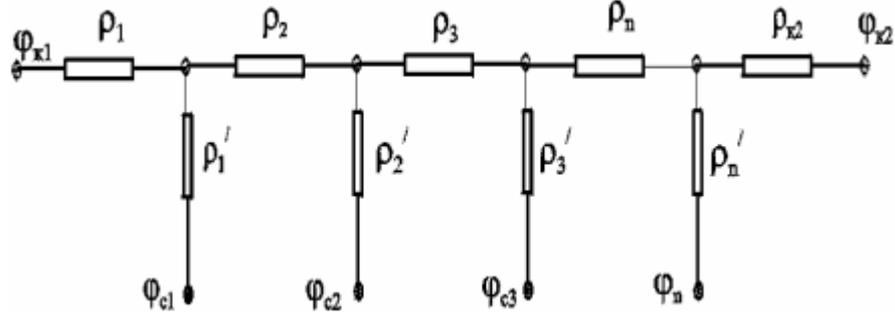


Рисунок 6.15- Электрическая схема n-батарей с двумя контурами питания

Расчет ведется от контура с большим потенциалом к контуру с меньшим потенциалом, а сопротивления рассчитываются по зависимостям:

- прямолинейная батарея:

$$\rho_i = \frac{L_i}{k_i h \sigma_i} ; \rho'_i = \frac{1}{2\pi h} \ln \frac{\sigma_i}{2\pi r_{ci}} \quad (6.35)$$

круговая батарея:

$$\rho'_i = \frac{1}{2\pi h} \ln \frac{r_{i-1}}{r_i} \quad \text{или} \quad \rho'_i = \frac{1}{2\pi h} \ln \frac{\sigma}{2\pi r_{ci}} \quad (6.36)$$

где L_i – расстояние между батареями (для $i = 1 - L_1 = L_{к1}$);

r_i – радиусы батарей (для $i = 1 - r_0 = r_k$);

k_i – число скважин в батарее.

Дальнейший расчет ведется, как для электрических разветвленных цепей, согласно законам Ома и Кирхгоффа:

$-\sum_{i=1}^n G_i = 0$ алгебраическая сумма сходящихся в узле дебитов равна нулю, если считать подходящие к узлу дебиты положительными, а отходящие –отрицательными;

$-\sum G_i \rho_i + \sum G_i \rho'_i = \sum \varphi_i$ –алгебраическая сумма произведения дебитов на сопротивления (включая и внутренние) равна алгебраической сумме потенциалов, действующих в замкнутом контуре.

При этом и дебиты, и потенциалы, совпадающие с произвольно выбранным направлением обхода контура, считаются положительными, а направленные навстречу обходу отрицательными. Следует помнить, что для последовательных сопротивлений: $\rho = \sum \rho_i$, а для параллельных: $\frac{1}{\rho} = \sum \frac{1}{\rho_i}$

Если одна из границ непроницаема, то расход через неё равен нулю, и в соответствующем узле схемы фильтрационных сопротивлений задаётся не потенциал, а расход. На рисунке 6.16 показана схема в случае непроницаемости второго контура, где вместо потенциала $\varphi_{к2}$ (рисунок 6.15) задано условие $\sum G_i = 0$.

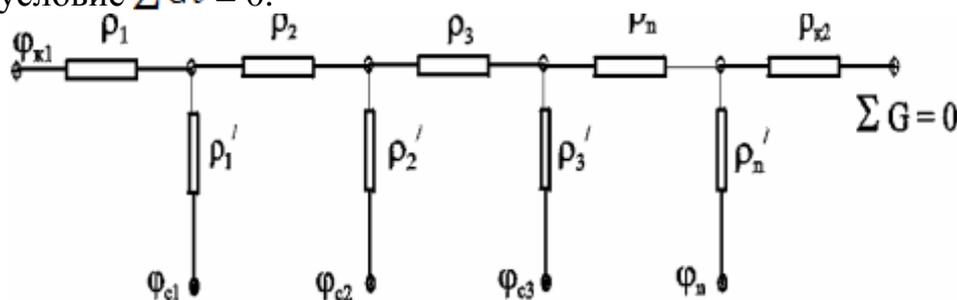


Рисунок 6.16- Электрическая схема n-батарей с двумя контурами питания (проницаемым и непроницаемым)

Приведенные формулы тем точнее, чем больше расстояние между батареями по сравнению с половиной расстояния между скважинами. Если расстояние между скважинами много больше расстояния между батареями, то расчет надо вести по общим формулам интерференции скважин, или использовать другие виды схематизации течения, например, заменить две близко расположенные соседние батареи скважин с редкими расстояниями между скважинами (рисунок 6.17,а) эквивалентной батареей – с суммарным числом скважин и расположенной посередине (рисунок 6.17,б).

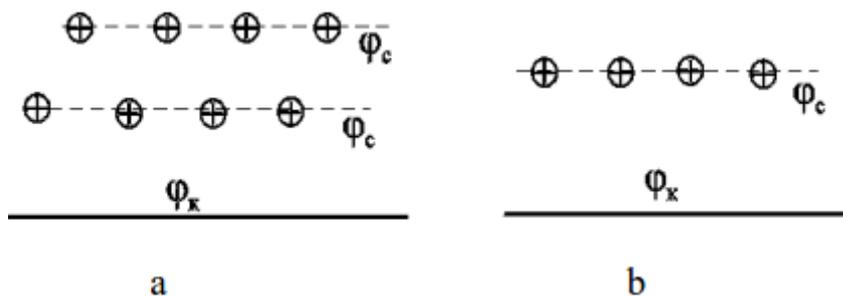


Рисунок 6.17 - Схема замены соседних батарей скважин одной батареей

6.3 Задачи и вопросы усвоения информации

Задачи для самостоятельного решения

Образец решенной задачи

Задача №1

Рассчитать дебит газовой скважины, расположенной у прямолинейного контура питания и непроницаемой границы (рисунок 6.18, а), если задана толщина пласта h ; проницаемость k ; вязкость газа μ ; расстояние до контура питания R_k ; давления на контуре питания p_k и скважине p_c . $h = 18$ м; $k = 0,15$ мкм²; $\mu = 0,025$ мПа·с; $R_k = 100$ м; $p_k = 25$ МПа; $p_c = 10$ МПа; $a = 200$ м; $b = 100$ м.

Решение :

Используя метод отражения избавимся от прямолинейного контура питания. Для этого всю область фильтрации, включая непроницаемую границу и удаленный контур питания, зеркально отразим относительно этого контура. В отраженной области, заменим знак дебита скважин на противоположный, то есть добывающие скважины делаем нагнетательными, а нагнетательные – добывающими. После этого прямолинейный контур питания удаляем. Получим схему (рисунок 6.18, б). Чтобы не загромождать рисунок, на этой схеме не показан отраженный контур питания.

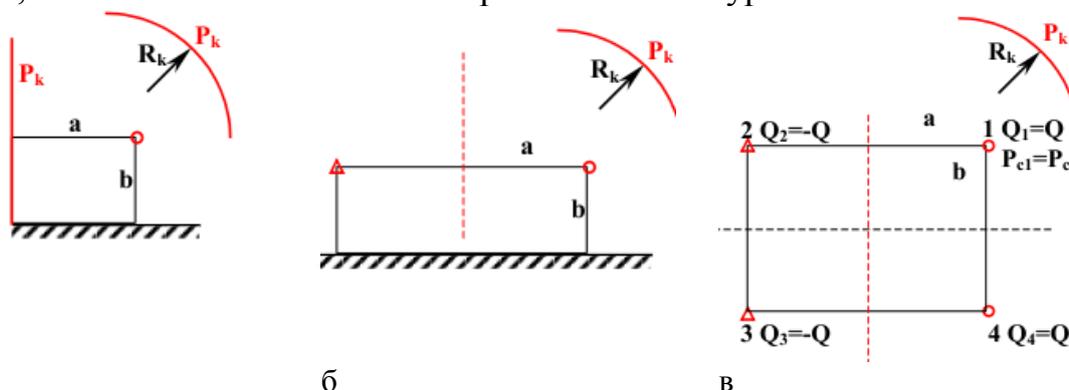


Рисунок 6.18-Применение принципа отображения

Теперь избавимся от прямолинейной непроницаемой границы. Для этого область фильтрации (всю верхнюю часть рисунка 6.18) зеркально отразим относительно непроницаемой границы. После этого непроницаемую границу удалим. Получим схему на рисунке (в).

Всего получили четыре скважины ($n = 4$), две из которых добывающие и две нагнетательные.

Для полученных скважин запишем систему уравнений интерференции нефтяных скважин с удаленным контуром питания:

$$P_k - P_{c_j} = \sum_{i=1}^n \frac{\mu Q_i}{2\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_{ij}} \text{ при } j = 1 \dots n$$

Всего скважин – четыре, поэтому это система четырех уравнений. Так как три из этих скважин получены методом отражения, то дебиты этих скважин связаны с дебитом основной скважины, поэтому все четыре уравнения будут тождественны друг другу. Для расчета можно использовать любое из них. Запишем первое уравнение из этой системы уравнений. Для первого уравнения $j=1$, тогда :

$$P_k - P_{cj} = \frac{\mu Q_1}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_{11}} + \frac{\mu Q_2}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_{21}} + \frac{\mu Q_3}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_{31}} + \frac{\mu Q_4}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_{41}}$$

В это уравнение подставим $P_{c1}=P_c$, $Q_1=Q$, $Q_2=-Q$, $Q_3=-Q$, $Q_4=Q$, тогда:

$$P_k - P_{cj} = \frac{\mu Q_1}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_k}{r_{11}} - \ln \frac{R_k}{r_{21}} - \ln \frac{R_k}{r_{31}} + \ln \frac{R_k}{r_{41}} \right)$$

Воспользуемся свойством логарифма $\ln(a)+\ln(b)=\ln(ab)$ и $\ln(a)-\ln(b)=\ln(a/b)$ получим :

$$P_k - P_{cj} = \frac{\mu Q}{2\pi kh} \ln \left(\frac{R_k r_{21} r_{31} R_k}{r_{11} R_k R_k r_{41}} \right) = \frac{\mu Q}{2\pi kh} \ln \left(\frac{r_{21} r_{31}}{r_{11} r_{41}} \right)$$

Найдем расстояния, которые входят в формулу. Так как r_{ij} – расстояние от центра i – той скважины до боковой поверхности j – той скважины, то:

$$r_{11} = r_c; r_{21} = 2a; r_{31} = \sqrt{(2a)^2 + (2b)^2}; r_{41} = 2b$$

Тогда дебит нефтяной скважины будет рассчитываться по формуле :

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(p_k - p_c)}{\ln \frac{2a\sqrt{a^2 + b^2}}{r_c b}}$$

Для того, чтобы перейти к формулам фильтрации газа, воспользуемся аналогией между формулами фильтрации жидкости и газа. Заменяем объемный расход Q на массовый расход: $Q_m = \rho Q_{at}$, а давление p – на функцию Лейбензона: $P = \frac{\rho_{AT} P^2}{2\rho_{AT}}$. Тогда получим формулу фильтрации газовой скважины :

$$Q_{am} = \frac{\pi kh}{\mu_{p_{am}}} \frac{(p_k^2 - p_c^2)}{\ln \frac{2a\sqrt{a^2 + b^2}}{r_c b}} = \frac{3.14 \cdot 0.15 \cdot 10^{-12} \cdot 18}{0.025 \cdot 10^{-8} \cdot 0.1 \cdot 10^6} \frac{(25^2 - 10^2)}{\ln \frac{2 \cdot 200 \sqrt{200^2 + 100^2}}{0.1 \cdot 100}} = 196 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ответ : 196 м³/с

Задача №2

Найти значения потенциалов на скважинах, расположенных симметрично на расстоянии $2\sigma=300$ м относительно центра удаленного кругового контура питания радиуса $R_K=5$ км, если известно, что дебит одной составляет 200 т/сут, а другой 300 т/сут, потенциал на контуре питания $\phi_k = 50$ см²/с, радиус скважины $r_c=0,1$ м, мощность пласта $h=10$ м, уд. вес нефти $\gamma=0,85$ т/м³. Указание: Считать, что контур питания одинаково удален от каждой из интерферирующих скважин.

Задача №3

Определить дебиты скважин, расположенных тремя кольцевыми батареями. Давление на контуре питания $p_k=170$ ат, забойные давления на всех эксплуатационных скважинах одинаковы и равны $p_{c1}=p_{c2}=p_{c3}=120$ ат. Радиусы батарей $R_1=4000$ м, $R_2=3500$ м, $R_3=3000$ м. Радиус скважины $r_c=0,1$ м, радиус контура области питания $R_k=20$ км. Расстояние между скважинами в батареях $2\sigma_1=2\sigma_2=2\sigma_3=400$ м; мощность пласта $h=10$ м, проницаемость $k=0,2$ мкм²; вязкость нефти $\mu=3$ мПас. Указание: Задачу решать методом эквивалентных сопротивлений Ю. П. Борисова.

Вопросы для самопроверки

1. Основные виды задач по заданию режима работы скважин, [16,17,23,25,27].
2. Сущность метода суперпозиции, [16,25,27].
3. Потенциал сложного потока.
4. Уравнения эквипотенциальных поверхностей.
5. Метод отображения источников и стоков, [16,17,23,25,27].
6. Фильтрационный поток от нагнетательной скважины к эксплуатационной (выражение для потенциала, изобара, поле течения) [16,18,27].
7. Фильтрационный поток от нагнетательной скважины к эксплуатационной (выражение для массового дебита, модуль массовой скорости, время и площадь обводнения), [16,18,27].
8. Приток к группе скважин с удаленным контуром питания, [16,18,27].
9. Приток к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания, [16,18,27].
10. Приток к скважине, расположенной вблизи непроницаемой прямолинейной границы, [16,18,27].
11. Приток к скважине в пласте с произвольным контуром питания, [16,18,27].
12. Приток к скважинам кольцевой батареи (дебит скважины и батареи). Что такое – эксцентрично расположенная скважина? [16,17,23,25,27].
13. Приток к скважинам кольцевой батареи (поле течения, оценки эффекта взаимодействия), [16,17,23,25,27].
14. Приток к прямолинейной батарее скважин (конечное число скважин). В чем отличие формул Голосова для четного и нечетного числа скважин? [16,17,18,23,25,27].
15. Приток к прямолинейной батарее скважин (бесконечное число скважин), [16,17,18,23,25,27].
16. Метод Ю.П. Борисова (сущность, внутреннее и внешнее сопротивления), [16,17,18,23,25,27].

7 Глоссарий основных понятий

Глава 1

Коллектора – это горные породы, которые могут служить хранилищами нефти, газа, воды и отдавать их при разработке.

Флюид – жидкость, газ, смесь жидкости и газа, то есть всякая текучая среда.

Жидкость – это физическое тело, обладающее текучестью, мало изменяющее свой объем при изменении давления и температуры. Жидкость отличается от твердого тела своей текучестью. Визуально капельная жидкость отличается от газа наличием свободной поверхности.

Текучесть – способность принимать форму сосуда и легкую подвижность. Капельная жидкость в отличие от газов имеет свободную поверхность и определенный объем. Основные свойства жидкости: вязкость, сжимаемость, плотность, удельный вес, облитерация, поверхностное натяжения, теплотворная способность, газосодержание и др.

Плотностью жидкости для однородной среды называют отношение массы тела к его объему. Единица измерения плотности в системе СИ - $\text{кг}/\text{м}^3$. Физическое состояние жидкости обуславливается температурой и давлением. Наибольшей плотностью обладает вода. Плотность жидкости при увеличении температуры уменьшается.

Удельный вес жидкости или объемным весом (удельной силой тяжести) называется ее вес в единице объема. Измеряется в системе СИ- $\text{Н}/\text{м}^2$, технической системе- $\text{кгс}/\text{м}^2$, физической системе- $\text{дина}/\text{см}^2$. Удельный вес и плотность связаны между собой следующим соотношением: $\gamma = \rho * g$.

Ускорение силы тяжести равно $981 \text{ см}/\text{с}^2$ -const. Удельный вес величина не постоянная, зависит от температуры и давления и ускорения силы тяжести в зависимости от места измерения. Удельный вес не является справочной величиной, так как зависит от ускорения силы тяжести (g) в месте измерения, поэтому в дальнейших расчётах будем пользоваться справочной величиной плотности (ρ). Для технических расчётов с достаточной точностью можно принимать плотность воды (в дальнейшем будем записывать без индекса) $\rho = 103 \text{ кг}/\text{м}^3$, плотность ртути - $13,6103 \text{ кг}/\text{м}^3$. Удельный вес жидкости определяется прибором **ареометром**.

Неньютоновские жидкости - известковые, глинистые, цементные растворы, осадки сточных вод.

Вязкость (абсолютная, динамическая) – сила трения (внутреннего сопротивления), возникающая между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении.

Динамическая вязкость определяется по уравнению Ньютона: $F/A = \mu (dv/dy)$ где A – площадь перемещающихся слоёв жидкости F – сила внутреннего трения, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv ; A – площадь соприкосновения слоев жидкости (газа); dy – расстояние между движущимися слоями жидкости (газа); μ –

коэффициент пропорциональности, абсолютная, динамическая вязкость. Размерность динамической вязкости определяется из уравнения Ньютона: система СИ – [Пас, мПас]; система СГС – [пуаз (П), сантипуаз (сП)] = [г/(смс)].

Текучесть - с вязкостью связан параметр – величина обратная вязкости: $\phi=1/\mu$. Кроме динамической вязкости для расчётов используют также параметр **кинематической вязкости** – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учётом силы тяжести. Динамическая и кинематическая вязкости связаны между собой соотношением: $\nu=\mu/\rho$, где μ -динамическая вязкость, ρ -плотность жидкости в стандартных условиях. Единицы измерения кинематической вязкости: система СИ – [м²/с, мм²/с]; – система СГС – [стокс (Ст), сантискс (сСт)]; 1сСт =1·10⁻⁴ м²/с. Вязкость капельной жидкости зависит от давления и температуры. При повышении температуры вязкость капельной жидкости уменьшается.

Коэффициент объёмного сжатия (объёмной упругости) жидкости есть относительное изменение объёма жидкости при изменении давления, в системе СИ измеряется м²/Н и 1/Па. Жидкости обладают упругостью, т.е. способностью изменять свой объём под действием внешнего давления.

Уменьшение объёма характеризуется коэффициентом сжимаемости (или объёмной упругости) : $\beta_H=-(1/V)*(\Delta V/\Delta P)$. Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава жидкости и газового фактора.

Величина, обратная коэффициенту сжимаемости называется **модулем упругости**, который в системе СИ имеет размерность (Н/м²).

Сжимаемость пластовой нефти обуславливается тем, что, как и все жидкости, нефть обладает **упругостью**, которая измеряется коэффициентом сжимаемости (или объёмной упругости). Коэффициент сжимаемости характеризует относительное приращение объёма нефти при снижении давления на единицу. Сжимаемость нефти наряду со сжимаемостью воды и коллекторов проявляется главным образом при разработке залежей в условиях постоянного снижения пластового давления с проявлением упруговодонапорного режима.

Коэффициент теплового расширения показывает, на какую часть объёма V изменяется первоначальный объём нефти V_0 при изменении температуры на 1⁰С: $\beta_T = (1/V_0)(V/t)$ Размерность его – 1 /⁰С. Для большинства нефтей значения коэффициента теплового расширения колеблются в пределах (1 20)10⁻⁴ 1/ ⁰С.

Относительный покой жидкости- есть состояние жидкости, когда частицы жидкости неподвижны относительно друг друга и стенок сосуда, в котором она перемещается относительно Земли.

Сила - количественная мера взаимодействия двух тел.

Силы, которые действуют на жидкость: внешние и внутренние.

Внешние силы : массовые, объёмные, поверхностные. К массовым

силам относятся гравитационные, магнитные, силы инерции и вес жидкости, силы тяготения.

Массовые силы - пропорциональны массе тела, в механике это сила тяжести $G=m \cdot g$ и сила инерции $F_{и}=m \cdot a$.

Поверхностные силы - появляются на контакте двух тел и имеют электромагнитное происхождение. В механике жидкости- это силы давления жидкости на стенки, реакции поверхностей, силы давления газа и др. **Сила давления** относится к поверхностным силам.

Силы упругости, которые позволяют твердым телам сохранять свою форму, препятствуют изменению объема жидкостей и сжатию газов; силы трения, тормозящие движение твердых тел, жидкостей и газов - все это **электромагнитные силы**, в их основе лежит взаимодействие между электрически заряженными частицами. В реальной жизни мы встречаемся с электромагнитными взаимодействиями между нейтральными системами - атомами и молекулами. Этот тип электромагнитных сил называется **молекулярным** или **силами Ван-дер-Ваальса**, по имени голландского ученого, который впервые ввел их в теорию газов при попытке объяснить превращение газа в жидкость. На значительных расстояниях ни атомы, ни молекулы не отталкиваются, а стремятся друг к другу. Молекулярные силы на большом расстоянии - это **силы притяжения**. При сближении атомов начинают работать **химические (обменные) силы**, которые приводят к коллективизации внешних (валентных) электронов двух соединяющихся атомов. Эти электроны, проходя между ядрами, компенсируют их отталкивание и образуется устойчивое соединение (молекула).

При проявлении действия сил тела деформируются. При движении и наличии неуравновешенной силы появляется ускорение. **Единица силы** - ньютон (Н) невелика по человеческим меркам: одним мизинцем можно приложить силу в несколько ньютонов.

Идеальная жидкость - есть жидкость, в которой отсутствуют силы трения и силы вязкости. Жидкость, в которой возникают силы трения при движении и обладает вязкостью, называется **реальной жидкостью**.

Гидростатика является разделом гидравлики и изучает состояние жидкости, находящейся в покое.

Силу гидростатического давления определяют по формуле: $F=\rho \cdot g \cdot h \cdot \omega$.

Гидростатическое давление определяется по формуле : $P= \rho \cdot g \cdot h$.

Давление, производимое внешней силой, равномерно распределенной по поверхностной площади и действующей перпендикулярно площади равно $P=F/S$. Размерность силы в системе СГС -1 дина= $\text{г} \cdot \text{см}/\text{с}^2$, в системе СИ- 1ньютон= $\text{кг} \cdot \text{м}/\text{с}^2$. **Первое свойство** гидростатического давления гласит: гидростатическое давление направлено всегда по внутренней нормали к площадке действия, определяя числовое значение напряжения в данной точке. **Второе свойство** гидростатического давления гласит: гидростатического давление в любой точке жидкости действует

одинаково по всем направлениям. **Третье свойство** гидростатического давления гласит: гидростатическое давление в точке зависит только от ее координаты в пространстве. **Четвертое свойство** -при перемещении в жидкости сверху вниз давление увеличивается.

Сила давления - мера взаимодействия между жидкостью и стенкой сосуда. Она появляется потому, что жидкость на практике всегда находится в деформированном (сжатом) состоянии. На неё действуют собственный вес, реакции стенок и другие сжимающие силы. **Сила давления** – векторная величина, необходимо определить модуль силы, её направление и точку приложения.

В результате деформации в жидкости появляется сжимающее напряжение, которое мы называем **абсолютным давлением**.

Атмосферное давление передается по закону Паскаля через жидкость и действует на стенку изнутри. Так как снаружи также действует атмосферное давление, то в результате оно уравнивается и не влияет на стенку.

Абсолютным давлением называется полное (истинное) давление, рассматриваемое в точке или среде. Избыточное давление называется манометрическое. Вакуумметрическое давление называют недостаток до атмосферного давления. Примером жидкостного манометра является **пьезометр**, который измеряет давление в жидкости высотой столба этой жидкости. Пьезометр измеряет избыточное и вакуумметрическое давления. Сила давления относится к поверхностным силам, измеряется в Паскалях, 1Па есть 10^4 кгс/м² или (Н/м²). Точка приложения избыточного гидростатического давления всегда лежит ниже центра тяжести фигуры.

Сила давления столба жидкости - это вектор. Сила давления характеризуется величиной (модулем), направлением и точкой приложения.

Направление силы всегда перпендикулярно площади стенки. **Величина силы** равна произведению площади стенки на давление в **центре тяжести** этой площади $\therefore F = P_C \cdot s = \rho \cdot g \cdot h_C \cdot s$, где h_C - глубина погружения в жидкость центра тяжести площади стенки s .

Теория фильтрации – наука, описывающая движение флюида с позиций механики сплошной среды, то есть гипотезы сплошности (неразрывности) течения.

Многофазные системы – два или больше флюида, занимают отдельные четко различимые объёмы (пузырьки газа в жидкости, капли или плёнки в газе) и взаимодействуют на поверхностях раздела.

Однофазные или гомогенные системы – многокомпонентные смеси (природный газ, нефть), в которых взаимодействие происходит на молекулярном уровне и поверхности раздела выделить нельзя.

Напряжение – нагрузка (трение соседних объёмов, внешние силы), отнесённая к единице площади.

Реологическое соотношение (закон) – соотношение, связывающее деформацию или скорость изменения деформации с напряжением или его градиентом.

Фиктивный грунт – среда, состоящая из шариков одного размера, уложенных во всем объеме пористой среды одинаковым образом по элементам из восьми шаров в углах ромбоэдра.

Идеальный грунт – среда, состоящая из трубочек одного размера, уложенных одинаковым образом по элементам из четырех трубочек в углах ромба.

Недеформируемая среда – объем пустот не изменяется или изменяется так, что его изменением можно пренебречь.

Упругая (кулоновская) среда – деформируется с линейным изменением объема от напряжения.

Пластичная (глины), текучая (несцементируемые пески) или разрушаемая среда – деформируется с остаточным изменением объема, т.е. линия нагружения не совпадает с линией разгрузки.

Изотропия – независимость изменения ФЕС от направления.

Анизотропия – различные изменения ФЕС по отдельным направлениям.

Полная пористость – отношение объема пор к общему объему элемента породы.

Просветность – отношение площади просветов ко всей площади сечения образца породы.

Открытая пористость – отношение объема открытых пор к общему объему элемента породы.

Динамическая (эффективная) пористость – отношение объема, занятого подвижной жидкостью, к общему объему элемента породы.

Эффективный диаметр частиц – диаметр шаров, образующих эквивалентный фиктивный грунт, при котором гидравлическое сопротивление, оказываемое фильтрующейся жидкости в реальном и эквивалентном грунте, равны.

Удельная поверхность – суммарная площадь поверхности частиц, содержащихся в единице объема.

Насыщенность – отношение объема данного флюида, содержащегося в порах, к объему пор.

Связанность – отношение объема, связанного с породой флюида, к объему пор.

Проницаемость – параметр породы, характеризующий её способность пропускать к забою скважины флюиды.

Абсолютная проницаемость – свойство породы и не зависит от свойств фильтрующегося флюида и перепада давления, если нет взаимодействия флюидов с породой, характеризует площадь сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация.

Фазовая проницаемость – проницаемость пород для данного флюида при наличии в порах многофазных систем.

Относительная проницаемость – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Трещиноватость – отношение объема трещин ко всему объему трещинной среды.

Густота трещин – отношение полной длины всех трещин, находящихся в данном сечении трещинной породы к удвоенной площади сечения.

Раскрытость трещины – ширина трещины.

Скорость фильтрации – среднерасходная скорость, то есть скорость осреднённая по площади сечения породы.

Закон Дарси – линейный закон фильтрации, устанавливающий линейную связь между перепадом напора на единицу длины и объёмным расходом жидкости в грунте или горной породе. Объёмный расход жидкости по экспериментальному **закону Дарси**: $Q = k_{\phi} * (H_1 - H_2) * \omega / L$, где k_{ϕ} – коэффициент пропорциональности, $H_1 - H_2$ – разность напоров воды, ω – площадь поперечного сечения, L – длина песчаного фильтра

Первые эксперименты, которые положили начало развитию теории фильтрации проведены А. Дарси, Ж. Дюпюи.

Коэффициент пропорциональности в формуле Дарси зависит от свойств жидкости, пористой среды. В формуле Дарси вводят при исследовании движения жидкости в пласте : **k/μ -коэффициент подвижности**

Коэффициент фильтрации – коэффициент закона Дарси, характеризующий среду и жидкость одновременно, т.е. зависящий от размера частиц, от их формы и степени шероховатости, пористости среды, вязкости жидкости.

Коэффициент фильтрации характеризует скорость потока, проходящего через единицу площади сечения перпендикулярную к потоку, под действием единичного градиента напора. Коэффициент фильтрации имеет размерность м/с.

Критическая скорость фильтрации – скорость фильтрации, при которой нарушается закон Дарси.

Закон Архимеда выглядит следующим образом: $V_{\text{погр. тела}} / V = \rho * g / \rho_{\text{тела}}$ или $R_v = \rho * g * V_{\text{погр. тела}}$. Отсюда, Архимедова сила есть вертикального подъемная силы и выталкивающей силы. Если тело плавает на свободной поверхности, то вес тела меньше выталкивающей силы.

Основное уравнение гидростатики в дифференциальной форме:

$dp = \rho * (Xdx + Ydy + Z * dz)$ или основное уравнение гидростатики выглядит следующим образом: $P = P_0 + \gamma * h = P_0 + \rho * g * h$

Закон Паскаля: Давление p_0 , созданное на жидкость любым путем, передается во все точки объема жидкости без изменения.

Законы Ньютона: Первый закон: Если равнодействующая всех сил, действующих на тело, равна нулю, то тело находится в состоянии покоя или движется с постоянной скоростью. **Второй закон**: При наличии неуравновешенной силы F тело движется с ускорением a . При этом $F = ma$.

Третий закон: При взаимодействии всегда есть две силы. Они равны по величине, противоположны по направлению и приложены к разным телам.

Закон Гука :Для упругих тел напряжения (силы, действующие на единичную площадь) прямо пропорциональны деформациям, который для

жидкостей имеет вид: $p = -E \cdot \Delta V/V$, где p - сжимающее напряжение (гидростатическое давление), ΔV - изменение объёма, а V - первоначальный объём. Величину сил отталкивания и характеризует модуль объёмной упругости E , который, например, для воды равен $2 \cdot 10^9$ Па.

Состояние газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением **Клапейрона — Менделеева**; $pV = NRT$. где p — давление; V — объём идеального газа; N - число киломолей газа; R — универсальная газовая постоянная; T — температура. Эти уравнения применимы для идеальных газов. С учетом реальных газов необходим еще перед правой частью коэффициент z –сжимаемость газа, этот коэффициент показывает степень отклонения реального газа от уравнения Клапейрона-Менделеева.

Объёмный коэффициент пластового газа b_g , представляющий собой отношение объёма газа в пластовых условиях $V_{пл.г}$ к объёму того же количества газа $V_{ст}$, который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клапейрона - Менделеева:

$$b_g = V_{пл.г} / V_{ст} = Z(P_{ст} T_{пл}) / (P_{пл} T_{ст})$$

Критическое давление – давление, при котором газообразный углеводород переходит в жидкое состояние.

Критическая температура – температура, при которой жидкий углеводород переходит в газообразное состояние.

Процесс растворения для идеального газа при небольших давлениях и температурах описывается **законом Генри**: $V_g = \alpha P V_{ж}$ где $V_{ж}$ – объём жидкости-растворителя; α – коэффициент растворимости газа; V_g – объём газа, растворённого при данной температуре; P – давление газа над поверхностью жидкости, константа Генри ($K=f(\alpha)$).

Газ называется **совершенным**, если его давление, плотность и абсолютная температура удовлетворяют уравнению Клапейрона и удельную внутреннюю энергию газа можно определить в виде: $U = cv \cdot T$

Главы 2,3

Идеальной капиллярной моделью пористой среды называется модель, в которой пористая среда моделируется капиллярными трубками постоянного диаметра.

Фиктивной моделью пористой среды называется модель, в которой пористая среда представлена упаковкой шаров постоянного диаметра.

Структурная модель пористой среды называется математическая зависимость между фильтрационно-емкостными свойствами пористых сред.

Коэффициент извилистости есть отношение длины проводящего порового канала к длине образца.

Анизотропия фильтрационных свойств пористой среды задается матрицей (тензором) коэффициентов проницаемости.

Насыщенность элемента пористой среды одной фазы есть отношение относительной части объёма активных пор среды, занятой фазы, к общему

объему пор. При увеличении перепада давления насыщенность фазы увеличивается.

Фильтрацией называется движение флюидов, через твердые (деформируемые и недеформируемые) тела по связанным между собой порам и /или трещинам. **Фильтрация** может быть обеспечена следующими факторами: взаимодействием сил градиента давления и сил тяжести.

Движение жидкостей, газов и их смесей через твердые (вообще говоря, деформируемые) тела, содержащие связанные между собой поры или трещины, называется **фильтрацией**.

Фильтрация флюида описывается свойствами пустотного пространства :активной пористости, просветности, удельной поверхности

Под просветностью плоского сечения однородной пористой среды понимается отношение площади просветов в сечении к площади всего сечения.

Под удельной поверхностью пор понимается отношение площади пустотного пространства пористой среды ко всему объему пористой среды, рассчитанной на единицу объема. Удельная поверхность пор измеряется в м^{-1} . Физическая размерность свойства пористой среды в долях единиц.

Установившаяся фильтрация – параметры потока (плотность, скорость фильтрации и так далее) в каждой точке пористой среды постоянны и не зависят от времени.

Коэффициент фильтрации – прямо пропорционально произведению динамической проницаемости, плотности , ускорения свободного падения и обратно пропорционально динамической вязкости.

Установившееся движение несжимаемой жидкости описывается полем давления с помощью оператора Лапласа.

Фильтрационное течение флюида представляет собой совокупность множества отдельных микродвижений в неупорядоченной системе поровых каналов.

Подземная гидромеханика изучает законы равновесия и движения флюидов в пластах-коллекторах применительно к технологическим процессам их извлечения из недр. **Гидродинамика** изучает законы движения жидкости. Основные величины, которые характеризуют движение, есть скорость течения, давление. К гидродинамическим характеристикам потока относятся: **давление, скорость и ускорение**, т. е. изменение скорости во времени.

В зависимости от того, являются ли основные параметры движения функцией времени, различают два вида движения жидкости: **неустановившееся и установившееся**.

При установившемся движении жидкости распределение давления по сечению движущегося потока подчиняется гидростатическому закону, т. е. **давление не является функцией времени**. Что касается **скорости**, то она **изменяется во времени и в пространстве**. **Установившееся** - это движение жидкости, при котором все параметры движения в одной и той же точке

пространства не меняются во времени, т. е. приращение скорости во времени (**ускорение**) равно нулю. Установившееся движение жидкости определяется зависимостью: $V=f(x, y, z)$

Неустановившееся - это движение жидкости, при котором **скорость является функцией времени**. В качестве примера неустановившегося движения можно привести истечение жидкости при переменном напоре (опорожнение резервуара). Неустановившееся движение жидкости определяется зависимостью: $h= f(x,y,z, t)$.

В зависимости от характера **изменения скорости по длине пространства**, заполненного жидкостью, установившееся движение может быть: **а) равномерным**, при котором скорость по длине струйки, потока остаётся постоянной (движение в трубах постоянного диаметра); **б) неравномерным**, если скорость по длине потока резко изменяется по величине или (и) по направлению (внезапное сужение или расширение потока, резкий поворот и другие); **в) плавно изменяющимся**, если изменение скорости происходит достаточно плавно (конические переходники сужающиеся и расширяющиеся). В этом случае с достаточной для практики точностью применимы законы равномерного движения.

Равномерное движение – есть движение, при котором скорость, форма, площадь сечения потока постоянны по длине потока.

Напорным движением называется движение, не имеющее выхода на свободную поверхность.

Траекторией движения называется след, оставленный частицей движущейся жидкости, пройденный через ряд точек пространства.

Линией тока называется кривая, проведенная через ряд точек в движущейся жидкости, в каждой точке которой скорости являются касательными к этой кривой

Тружкой тока называется элементарный замкнутый контур, через токи которого проведены линии тока.

Элементарной стружкой жидкости называется частички жидкости, движущейся внутри трубки тока

Поток движущейся жидкости состоит из отдельных элементарных струек.

Различают два вида потоков. **Напорные потоки** - это потоки жидкости, ограниченные со всех сторон твёрдыми стенками. Примерами служат движение воды, масла, нефти в трубопроводах, воздуха в вентиляционных системах и им подобные. **Безнапорные потоки** - это потоки жидкости, ограниченные твёрдыми поверхностями не со всех сторон и имеющие по всей длине свободную поверхность. Примерами таких потоков являются движение жидкости в реках, каналах, лотках, желобах и других открытых руслах.

Гидравлическим радиусом называется отношение площади живого сечения ω к смоченному периметру χ .

Живое сечение - сечение струйки или потока плоскостью, нормальной в каждой своей точке к проходящей через неё линии тока. Для равномерного и плавно изменяющегося движения живое сечение является плоским.

Смоченным периметром называется контур живого сечения, соприкасающегося с твердой поверхностью стенки.

Средняя скорость потока есть фиктивная скорость, одинаковая по всему поперечному сечению, при котором расход остается прежним.

Расходом называется количество жидкости, проходящее через живое сечение в единицу времени. В зависимости от того, в чём выражают количество жидкости, различают: - **объёмный расход (Q)**; - **массовый расход (Qm)**; - **весовой расход (G)**. **Весовой расход потока жидкости** определяют:

$$G = V \cdot \omega, \text{ где } \omega - \text{живое сечение и } v - \text{средняя скорость движения}$$

Объёмный расхода (Q) жидкости определяется объёмным методом, временем наполнения определённого объёма жидкости (W) в мерной ёмкости. Объём протекающей жидкости (W) можно определить по водомеру, счётчику воды или любому прибору для измерения скорости и расхода .

Массовый расход (Qm) - - есть произведение средней скорости фильтрации потока на плотность жидкости.

Потенциальное течение – течение, при котором проекции массовой скорости на оси ортогональной системы координат будут являться производными некоторой функции по направлениям данных осей

Принцип суперпозиции – сложение фильтрационных течений.

Горное давление – давление, возникающее под действием масс горных пород средней плотности над кровлей пласта

Эффективное давление – давление между частицами пористой среды, передающееся через поверхности контакта зёрен породы.

Одномерный поток – поток, в котором параметры являются функцией только одной пространственной координаты, направленной по линии тока.

Одномерным потоком называется поток флюида, в котором характеристики течения являются функциями одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока. Объёмная скорость в потоке жидкости для прямолинейно-параллельного одномерного потока остается **постоянной**.

Гидродинамически совершенная скважина – скважина, вскрывшая пласт на всю толщину и имеющая открытый забой (не имеющий дополнительного сопротивления).

Прямолинейно–параллельный поток – траектории всех частиц жидкости являются параллельными прямыми, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока равны между собой, поверхности равных потенциалов (эквипотенциальные поверхности) и поверхности равных скоростей (изотахи) являются плоскими поверхностями, перпендикулярными траекториям. В прямолинейно-параллельном одномерном потоке характеристики течения флюида зависят от отсчитываемой координаты. Давление в потоке жидкости при прямолинейно-параллельном потоке изменяется по линейному закону.

Средневзвешенное давление в потоке жидкости и газа для прямолинейно-параллельного одномерного потока в потоке газа будет больше, чем для жидкости. Объемная скорость в потоке газа для прямолинейно-параллельного потока зависит от координаты. Объемный расход в потоке газа для прямолинейно-параллельного потока зависит от координаты.

Плоскорадиальный поток – траектории всех частиц жидкости являются прямолинейными горизонтальными прямыми, радиально сходящиеся к центру скважины, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока параллельны и равны между собой; изотакси и эквипотенциальные поверхности перпендикулярны траекториям и образуют цилиндрические окружности с осью, совпадающей с осью скважины. Давление для несжимаемой жидкости для плоскорадиального потока будет меняться по логарифмическому закону. Воронка депрессии представляет собой поверхность, ограниченную кривой распределения давления в плоскорадиальном потоке путем ее вращения вокруг оси скважины. Параметры депрессии в призабойной зоне влияют на дебит скважины. Линиями равного давления при плоскорадиальном потоке являются окружности, концентричные оси скважины. Дебит для плоскорадиального потока пропорционален перепаду давления (формула Дюпюи). Соотношение Дюпюи – уравнение притока в случае плоскорадиального течения по закону Дарси.

Зависимость дебита от перепада давления называется **индикаторной линией**, вид которой зависит от **закона фильтрации**.

Индикаторная линия - графическое изображение зависимости между дебитом скважины и перепадом давления. Строится по данным исследования скважин на притоке. По форме индикаторной кривой судят о законе, по которому происходит фильтрация жидкостей и газа в скважину. Экстраполируя индикаторную кривую, находят потенциальный дебит скважины.

Радиально–сферический поток – траектории всех частиц жидкости являются прямолинейными горизонтальными прямыми, радиально сходящимися к центру полусферического забоя; изотакси и эквипотенциальные поверхности перпендикулярны траекториям и образуют сферические поверхности. В радиально-сферическом одномерном потоке характеристики течения флюида зависят от расстояния r для данной точки **от центра полусферы**. **Скорость фильтрации газа** при радиально-сферическом потоке от координаты будет обратно пропорциональна **координате в квадрате**. **Давление жидкости** при радиально-сферическом потоке от координаты будет обратно пропорциональна **координате**.

Соотношение Дюпюи – уравнение притока в случае плоскорадиального течения по закону Дарси.

Индикаторная диаграмма – график зависимости дебита от депрессии.

Индикаторная зависимость – аналитическая зависимость дебита от депрессии.

Коэффициент продуктивности скважины – отношение дебита к депрессии.

Дебит – количество флюида (весовое или объёмное) в единицу времени, то есть изменение дебита на единицу депрессии.

Депрессия – разница между пластовым и забойным давлениями.

Пластовое давление – гидростатическое давление в пласте.

Забойное давление – гидростатическое давление на забое скважины.

Слоистая неоднородность (многослойный пласт) – пласт состоит из нескольких пропластков, имеющих различные фильтрационно-ёмкостные параметры.

Зональная неоднородность – пласт по площади состоит из нескольких зон с различными фильтрационно-ёмкостными параметрами.

Несовершенная скважина по степени вскрытия – скважина с открытым забоем, вскрывшая пласт не на всю мощность, а частично

Несовершенная скважина по характеру вскрытия – скважина, хотя и доведённая до подошвы пласта, но сообщающаяся с пластом только через отверстия в колонне труб, в цементном кольце или в специальном фильтре

Параметр несовершенства – параметр характеризующий степень несовершенства скважины и равный отношению дебита несовершенной скважины к дебиту совершенной

Приведенный радиус – радиус такой совершенной скважины, дебит которой равняется дебиту данной несовершенной скважины при тех же условиях эксплуатации.

Уравнение неразрывности (уравнение баланса массы), **уравнение**

Бернулли - Для сплошного неразрывного потока расход жидкости постоянный, скорости в живых сечениях обратно пропорциональны площадям живых сечений; **ламинарный режим** - это спокойное, прямолинейное, параллельно струйное, послойное движение жидкости.

Турбулентный режим - это неупорядоченное движение струек, с поперечными пульсациями скорости, колебаниями, завихрениями струек, а при больших скоростях с полным перемешиванием жидкости.

Экспериментальный закон о двух режимах движения жидкости был получен **Рейнольдсом**. Ламинарный режим имеет место при движении жидкости **большой вязкости**: смазочные масла, мазут, нефть. При ламинарном движении частицы жидкости движутся не перемешиваясь, образуя упорядоченное слоистое движение. Ламинарное движение жидкости подчиняется закону внутреннего трения Ньютона. Эпюра скоростей для ламинарного движения имеет вид параболической формы. При турбулентном движении происходит поперечное перемещение частиц жидкости. **Число Рейнольдса** – безразмерный коэффициент, который характеризует режим движения потока жидкости и определяется из соотношения: $Re = v \cdot d / \nu$ (ню), зависит от скорости потока, живого сечения и кинематической вязкости жидкости.

Глава 4

Режимом пласта называется доминирующая форма пластовой энергии. При газонапорном режиме к забою скважин доминирующей энергией является энергия напора сжатого газа. Нефть вытесняется при гравитационном режиме за счет силы тяжести флюида. Напор краевых вод определяет водонапорный режим работы пласта.

Источники пластовой энергии: энергия напора (положения) пластовой воды (контурной, подошвенной); энергия расширения свободного газа (газа, газовой шапки); энергия расширения растворенного в нефти газа; энергия упругости (упругой деформации) жидкости (воды, нефти) и породы; энергия напора (положения) нефти.

Условие упругого режима - повышение пластового давления, точнее давления во всех точках пласта, над давлением насыщения нефти газом рн. При этом забойное давление P_z не ниже $P_{нас}$, нефть находится в однофазном состоянии. Приток нефти происходит за счёт энергии упругости жидкости (нефти), связанной воды и породы - энергии их упругого расширения.

Упруговодонапорный режим - Проявление упругого расширения нефти, связанной воды, воды в водоносной области, пород пласта в нефтяной залежи и в водоносной области и энергии напора краевых вод в водоносной области. **Упруговодонапорный режим** – приток жидкости поддерживается за счет напора воды, поступающей извне. **Упругий режим** эксплуатации – основная форма пластовой энергии – энергия упругой деформации жидкостей и материала пласта

Замкнуто–упругий режим – упругий режим, в условиях ограничения залежи либо зонами выклинивания, либо экранами.

Водонапорный режим - существование связывают с наличием контура питания и с закачкой в пласт необходимых объёмов воды для выполнения этого условия. **Жестко–водонапорный режим** – вытеснение жидкости из пласта происходит не под действием преобладающего влияния упругости пласта и жидкости, а под действием внешней жидкости

Режим растворенного газа - проявление энергии расширения растворенного в нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения сопровождающееся выделением из нефти ранее растворенного в ней газа.

Газонапорный режим (режим газовой шапки) связан с преимущественным проявлением энергии расширения сжатого свободного газа газовой шапки.

Газовая шапка - скопление свободного газа над нефтяной залежью, тогда саму залежь называют нефтегазовой (или нефтегазоконденсатной). В зависимости от состояния давления в газовой шапке различают газонапорный режим двух видов упругий и жёсткий.

Гравитационный режим появляется только тогда когда, когда действует только потенциальная энергия напора нефти (гравитационные силы), а остальные энергии истощились. **Выделяют:** напорно - гравитационный режим с перемещающимся контуром нефтеносности, при котором нефть под действием собственного веса перемещается вниз по падению

крутозалегающего пласта и заполняет его пониженные части; дебиты скважин небольшие и постоянные; И со свободной поверхностью, с неподвижным контуром нефтеносности, при котором уровень нефти находится ниже кровли горизонтально залегающего пласта; дебиты скважин меньше дебитов при напорно-гравитационном режиме и со временем медленно уменьшаются.

Смешанные режимы. При которых одновременно проявляются энергии растворенного газа, упругости и напора воды. Его зачастую рассматривают как вытеснение газированной нефти (смеси нефти и свободного газа) водой при снижении давления забойного ниже давления насыщения.

Режимы с перемещающимися контурами нефтеносности - водонапорный, газонапорный, напорно-гравитационный, смешанный.

Режимы с неподвижными контурами нефтеносности - упругий, режим растворенного газа, гравитационный со свободной поверхностью нефти. Водно - газонапорный, и смешанный режимы называют режимами вытеснения (напорными режимами), а остальные - режимами истощения (истощения пластовой энергии).

Коэффициент объёмной упругости жидкости – характеризует податливость жидкости изменению её объёма и показывает, на какую часть первоначального объёма изменяется объём жидкости при изменении давления на единицу

Упругий запас – количество жидкости, высвобождающейся в процессе отбора из некоторой области пласта при снижении пластового давления до заданной величины, если высвобождение происходит за счет объёмного расширения жидкости и уменьшения порового пространства пласта.

Коэффициент упругоёмкости пласта – показывает долю объёма жидкости от выделенного элемента объёма пласта, высвобождающейся из элемента пласта при снижении давления на единицу.

Коэффициент пьезопроводности пласта – характеризует скорость распространения возмущений в пласте.

Уравнение кривой восстановления давления (КВД) – уравнение, определяющее изменение забойного давления во времени при остановке скважины.

Глава 5

Капиллярное давление (или капиллярный скачок) – разница между давлением в менее смачиваемой фазе и давлением в более смачиваемой.

Газированная жидкость – смесь жидкой и газовой фаз.

Объёмный газовый фактор – отношение объёмного газового дебита, приведенного к давлению в 1 ат, к объёмному дебиту жидкого компонента, приведенному к тем же условиям.

Объёмный коэффициент нефти – характеризует изменение объёма нефти вследствие изменений давления и количества растворенного газа, численно равен отношению удельных объёмов нефти в пластовых и атмосферных условиях

Показатель «несовершенства» жидкости – характеризует степень отклонения закономерностей фильтрации от тех, какие присущи однородной несжимаемой жидкости.

Ньютоновская жидкость (в честь И. Ньютона названа)- вязкая жидкость, которая подчиняется в своем течении закону вязкого трения Ньютона, то есть касательное напряжение и градиент скорости линейно зависимые.

Неньютоновская жидкость –при течении которой ее вязкость зависит от градиента скорости. Эта жидкость сильно неоднородная и состоит из крупных молекул, которые образуют сложные пространственные структуры (буровые растворы, различные суспензии, грязи и так далее)

Глава 6

Плоское движение – течение происходит в плоскостях, параллельных между собой и картина движения во всех плоскостях идентична.

Метод суперпозиции – при совместном действии в пласте нескольких стоков (эксплуатационных скважин) или источников (нагнетательных скважин) потенциальная функция, определяемая каждым стоком (источником), вычисляется по формуле для единственного стока (источника).

Метод отображения – зеркальное отображение источника (стока) относительно границы контура с присвоением дебиту знака в зависимости от вида границы.

Эксцентриситет – отклонение от центра окружности.

Нейтральные линии круговой батареи – прямые линии тока, сходящиеся в центре батареи и делящие расстояние между двумя соседними скважинами пополам.

Главные линии круговой батареи – семейство прямых линий тока, проходящее через центры скважин и делящее сектор, ограниченный двумя нейтральными линиями, пополам.

Нейтральные линии прямолинейной батареи – прямые линии тока, делящие плоскость течения на бесконечное число полос, каждая из которых является полосой влияния одной из скважин, находящейся в середине расстояния между двумя соседними нейтральными линиями.

Главные линии прямолинейной батареи – семейство прямых линий тока, проходящее через центры скважин параллельно нейтральным линиям.

Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений (метод Борисова) – метод, основанный на электро–магнитной аналогии и позволяющий, сложный фильтрационный поток в пласте при совместной работе нескольких батарей эксплуатационных и нагнетательных скважин разложить на простейшие потоки – к одиночно работающей скважине и к одиночно работающей батарее.

Внутреннее фильтрационное сопротивление – местное фильтрационное сопротивление, возникающее при подходе жидкости к скважинам за счет искривления линий тока.

Местными сопротивлениями называются различного рода устройства, при прохождении через которые происходит деформация потока, изменение направления движения жидкости или величины скорости, или того и другого.

К местным сопротивлениям относятся краны, задвижки, отводы (колена), внезапное сужение, внезапное расширение, вход в трубу и прочие. Теоретически потери напора в местном сопротивлении рассчитываются по формулам, в которые входит ξ - **коэффициент местного сопротивления**, значения которого, как правило, устанавливаются экспериментально, для некоторых видов местных сопротивлений коэффициент ξ рассчитан теоретически. На его величину влияют геометрические размеры, конфигурация местного сопротивления и режим течения жидкости.

Шероховатость труб определяется способом их изготовления, материалов из которых трубы и отложения солей на внутренних стенках труб. Единицы измерения эквивалентной шероховатости в мм. На внутренней поверхности трубы имеются неровности, выступы, которые называются *шероховатостью* (виды : абсолютная, относительная шероховатости, относительная гладкость).

Внешнее фильтрационное сопротивление – фильтрационное сопротивление потоку от контура питания к батарее скважин.

Потери напора по длине - это потери напора, возникающие при движении жидкости вдоль стенок трубопровода, зависящие от диаметра (d), длины трубы, скоростного напора и состояния внутренней поверхности трубы, коэффициента гидравлического сопротивления (коэффициента Дарси). Потери напора по длине называются также **линейными потерями** и рассчитываются по определенным формулам. **Коэффициент гидравлического трения** в области гладких труб зависит от числа Рейнольдса. В области докватратического сопротивления коэффициент гидравлического трения определяется по формуле Альштуля.

Эквипотенциаль – линия равных потенциалов.

Коэффициент суммарного взаимодействия: отношение суммарного дебита группы совместно действующих скважин к дебиту одиночной скважины.

Актуальная мгновенная скорость турбулентного потока состоит из: продольной, окружной и поперечных составляющих, меняющихся во времени.

Скопление нефти и природных газов связано с вмещающими горными породами, пористыми и проницаемыми образованиями-коллекторами, имеющими непроницаемую подошву и кровлю.

Движение флюидов обусловлено характерными особенностями: спецификой строения коллекторов, методами разработки месторождений.

Движение флюида происходит со скоростью в микрометр в секунду.

Основное свойство, которое влияет на фильтрацию, это **вязкость флюидов**. Величина, обратная вязкости называется **текучестью**.

При определении физических величин, характеризующих процесс фильтрации, используется понятие **гипотезы сплошности**.

Для определения физических характеристик в подземной гидромеханике используются величины: эффективные (фиктивные) величины, которые размываются по всему объему непрерывным образом.

Математической точкой пористой среды называется упорядоченная тройка

Скорость фильтрации - фиктивная скорость, которая определена в любой точке сечения. Существует связь между средней скоростью движения и вектором скорости фильтрации для изотропного однородного пласта: $\omega = v^* u$

Скоростью фильтрации жидкости w называется отношение объемного расхода жидкости к площади поперечного сечения пласта, нормального к направлению движения жидкости. Скорость фильтрации, при которой нарушается линейный закон Дарси, называется **критической скоростью фильтрации**.

Основное соотношение теории фильтрации: связь между вектором скорости фильтрации и полем давления, которое вызывает фильтрационное течение.

Верхняя граница применимости закона Дарси определяется инерционными силами и высокой скоростью фильтрации. При больших скоростях движения силы инерции преобладают над силами вязкости. При больших скоростях фильтрации наблюдается нелинейный закон фильтрации, примером может служить движение газа высокодебитных скважин. **Нижняя граница применимости закона Дарси** обусловлена проявлением реологических свойств жидкости и малыми скоростями фильтрации. При малых скоростях движения в пористой среде образуются устойчивые коллоидные растворы (студнеобразные пленки). Верхняя граница связана с числом Рейнольдса. Закон Дарси перестает быть справедливым при $Re > Re_{кр}$.

Двучленный закон фильтрации в своем соотношении учитывает потери давления вследствие вязкости жидкости, инерционную составляющую сопротивления движению жидкости.

Общее дифференциальное уравнение движения жидкости (при линейном

законе фильтрации):
$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = - \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Основные физические величины фильтрационных полей подчиняются законам: закону сохранения массы, импульса, энергии.

Неустановившееся движение флюида в пористой среде решают дифференциальные уравнения: баланса, движения, состояния флюида, пористой среды.

При установившейся фильтрации капельной жидкости плотность ее зависит от давления $\rho = \rho_0^* [1 + \beta_{сж}^* (P - P_c)]$

Плотность газа при установившейся фильтрации газа:

$$\rho_{газа} = \rho_{атм}^* z(\rho_{атм})^* P / [P_{атм}^* z(P)]$$

Свойство сжимаемости влияет на количество отобранного флюида при неустановившемся движении флюида в пористой среде.

Модель изотропного неоднородного пласта : $k=k(x, y, z)$

Число искомым четырех функций дифференциальной системы для недеформируемой пористой среды с учетом несжимаемой жидкости :

$$P, \omega_x, \omega_y, \omega_z(x, y, z, t)$$

Число искомым восьми функций дифференциальной системы для деформируемой пористой среды с учетом сжимаемой жидкости :

$$P, \omega_x, \omega_y, \omega_z, \rho, \eta, m, k(x, y, z, t)$$

Коэффициент сжимаемости есть степень отклонения состояния реальной газа от законов идеального газа.

Коэффициент вязкости (нефти, газа) увеличивается при увеличении давления : $\mu = \mu_0 * e^{a_\mu * (P_0 - P)}$ при больших скоростях газа, при малых скоростях и малых изменениях давления : $\mu = \mu_0 * [1 - a_\mu * (P_0 - P)]$.

В плоскорадиальном фильтрационном одномерном потоке характеристики течения флюида зависят от расстояния r для данной точки от оси скважины. При плоскорадиальном потоке давление газа будет по **параболическому закону**. Градиент давления в потоке газа для прямолинейно-параллельного одномерного потока увеличивается. Объемная скорость в одномерном потоке газа зависит от координаты. Объемный расход газа в одномерном потоке для прямолинейно-параллельном потоке зависит от координаты.

Коэффициент продуктивности есть отношение дебита к депрессии (перепаду давления).

Существует слабая зависимость **дебита газа** при **плоско-радиальном потоке** от радиуса контура питания и радиуса скважины.

Существует слабая зависимость **дебита несжимаемой жидкости** при плоско-радиальном потоке от радиуса контура питания и радиуса скважины.

Массовая и объемная скорости фильтрации для жидкости при плоско-радиальном потоке подчиняется **гиперболическому закону**.

Средневзвешенное давление газа определяет запасы газа в пласте.

Потенциал течения есть **функция**, производная которой с обратным знаком вдоль линии тока равна **скорости фильтрации**.

Точечным стоком на плоскости точку, поглощающую жидкость. Сток можно рассматривать как гидродинамически совершенную эксплуатационную скважину бесконечно малого радиуса в пласте единичной мощности. **Точечный источник**—это точка, выделяющая жидкость (аналог нагнетательной скважины). **Точечный сток** - есть модель добывающей скважины (50 %) или точка поглощающей жидкости (50 %).

Точечный источник- модель нагнетательной скважины (50 %) и точка выделяющая жидкость (50 %)

Суперпозиция (математический смысл) —есть несколько потоков с соответствующими потенциалами могут удовлетворять уравнению Лапласа

Скважина называется гидродинамически совершенная, которая вскрывает пласт на всю толщину, забой скважины открытый.

Скважина называется гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта, если она вскрывает пласт не на всю толщину, забой скважины открытый.

Дополнительное фильтрационное сопротивление пласта учитывает несовершенство скважины по степени и по характеру вскрытия.

Основной формой пластовой энергии при неустановившемся движении жидкости в пластах является упругая деформация жидкости и твердого скелета пласта.

Скорость фильтрации - определяется объемным расходом жидкости через единицу площади поперечного сечения пласта; пропорциональна градиенту давления, проницаемости породы и обратно пропорциональна вязкости фильтрующейся через породу жидкости. Скорость фильтрации всегда меньше истинной скорости движения жидкости. Ротор –вихрь скорости.

Неустановившийся процесс фильтрации будет протекать быстрее, если коэффициент проницаемости будет больше.

Неустановившийся процесс фильтрации будет протекать медленнее, когда коэффициент вязкости будет больше.

Упругий запас пласта –есть количество жидкости, которое можно извлечь из пласта при снижении давления в нем за счет объемной упругости пласта и жидкости.

Коэффициент пьезопроводности –есть скорость распространения и перераспределения пластового давления. **Коэффициент пьезопроводности пласта** - характеризует скорость распространения давления в упругой пористой среде.

Уравнение продуктивности нефтяной скважины - показывает зависимость между дебитом и депрессией давления для данной скважины:

$Q = \eta(P_{пл} - P_{заб})^n$ где Q-дебит скважины; η -коэффициент продуктивности скважины; $P_{пл}$ - пластовое динамическое давление; $P_{заб}$ -забойное давление; n-показатель закона **фильтрации**.

Интерференция — это взаимодействие и взаимовлияние скважин, когда при пуске, остановке или изменения режима работы одной группы скважин изменяется дебит и забойное давление другой группы скважин эксплуатирующих тот же пласт. В связи с этим суммарная добыча флюида с вводом новых скважин, находящихся в одинаковых условиях растет медленнее, чем число скважин.

Суперпозиция течений - физически означает, что фильтрационные потоки от работы каждого источника или стока накладываются друг на друга, в этом и заключается принцип суперпозиции или сложения течений.

Кавитация : явление кипения жидкости при давлениях меньших атмосферного и равных давлению насыщенного пара, при нормальных температурах с 10°С до 30° С), сопровождающееся схлопыванием пузырьков пара в областях повышенного давления. При схлопывании пузырька на

твердой поверхности трубы жидкость, устремившаяся в освободившееся пространство, останавливается. При этом ее кинетическая энергия превращается в потенциальную и происходят местные гидравлические удары. Это явление сопровождается существенным ростом давления и температуры и приводит к разрушению материала поверхности.

Перколяция –перетекание в многофазных потоках.

Список использованных источников

1. Бутенин, Н.В. Теоретическая механика: учебное пособие/ Н.В.Бутенин, Я.Л. Лунц, Д.Р. Меркин .-Москва: Издательство «Лань»,2009.-736с. ISBN 978-5-8114-0052-2
Режим доступа : https://e.anbook.com/reader/book/34/*/
- 2.Бухгольц, Н.Н. Основной курс теоретической механики. ч.1 Кинематика, статика, динамика материальной точки. ч.1. учебник /Н.Н. Бухгольц .- Москва: Издательство «Лань»,2009.-480с. . ISBN 978-5-0919-8-
Режим доступа : https://e.anbook.com/reader/book/32/*/
3. Бухгольц, Н.Н. Основной курс теоретической механики. ч.2 Динамика системы материальных точек: учебное пособие /Н.Н. Бухгольц.- Москва: Издательство «Лань»,2016.-336с. . ISBN 978-5-8114-0926-6. Режим доступа: https://e.anbook.com/reader/book/32/*/
- 4.Дырдина, Е.В. Введение в инженерную механику: статика и кинематика твердого тела: учебное пособие/Е.В.Дырдина, И.И.Мосалева. – Оренбург: -ОГУ,2016. -158 с.
5. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных/ Т.А. Деева, М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев. – Томск: изд-во ЦППС ИД ТПУ, 2009. – 241 с.
6. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений/В.А.Иктисанов – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
7. Ипатов, А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов/ А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2005. – 780 с.
8. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: учебник для вузов/В.Г. Каналин, С.Б. Вагин, М.А. Токарев, Г.А. Ланчаков, А.И. Пономарев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 372 с.
9. Кременецкий, М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: учебное пособие/ М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. - М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
10. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов/ А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев; под редакцией проф. А.Х.Мирзаджанзаде – М.: Недра, 1986. –382 с.
11. Петухов, А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа/А.В. Петухов – Ухта: УГТУ, 2002. – 276 с.
12. Слюсарев, Н.И. Исследование нефтяных скважин и пластов: учеб. пособие/Н.И. Слюсарев, А.И. Усов. – СПб: СПГИ (ТУ), 2002. – 67 с.
13. Справочник нефтяника/ Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамаев. – Уфа: Тау, 2005. – 272 с.

14. Харин, А.Ю. Гидродинамические методы исследования нефтяных скважин: учебное пособие/ А.Ю. Харин, С.Б. Харина. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2004. – 108 с.
15. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений/ Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин, О.А. Никашев, А.А. Губайдуллин, Р.К. Ишкаев, В.М. Хусаинов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. – 227 с.
16. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика: учеб. для вузов / И.А. Чарный. – М.: Ин-т компьютер. Исслед., 2006. – 436 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Прил.: с. 393-410 – ISBN 5-93972-591-0.
17. Кулагин, В.А. Гидрогазодинамика: учебное пособие / В.А. Кулагин, Е.П. Грищенко. -Красноярск:ИПК СФУ,2009.-278с.
18. Эрлагер мл. Р. Гидродинамические методы исследования скважин/Р.Эрлагер мл. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
19. Квеско, Б.Б. Подземная гидромеханика: учебное пособие/ Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова. Томск:-Издательство «Томский политехнический университет»,2012. -168с. ISBN 978-5-4387-0087-6.
20. Аравин, В.И. Теория движения жидкостей и газов в недеформируемой пористой среде: учебное пособие/В.И.Аравин, С.Н.Нумеров. - М.: ГИТТЛ, 1953. -616с.
21. Баренблатт, Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа/ Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
22. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. /К.С.Басниев, И.Н.Кочина, В.М.Максимов. –М.: Недра, 1993. –416с.
23. Булыгин, В.Я. Гидромеханика нефтяного пласта/ В.Я.Булыгин. –М.: Недра, 1974. –232с.
24. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: уУчебник/ Ш.К.Гиматудинов, А.И.Ширковский. - М.: Недра, 1982. -311с.
25. Девликамов, В.В. Подземная гидрогазодинамика: учеб.пособие./ В.В.Девликамов , З.А.Хабибуллин , В.Г.Зюрин. – Уфа: УНИ, 1987. –86с.
26. Евдокимова, В.А. Сборник задач по подземной гидравлике/В.А.Евдокимова, И.Н.Кочина. –М.: Недра,1979. –168с.
27. Желтов, Ю.П. Механика нефтегазоводоносного пласта/Ю.П.Желтов. - М.: Недра, 1975.-216с.
28. Коллинз, Ю.Р. Течение жидкостей через пористые материалы/ Ю.Р.Коллинз. - М.: Мир, 1964. -351с.
29. Басниев, К. С. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов /К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг; под ред. С. С. Григоряна. - 2-е изд., доп. – М.: Ижевск, 2005. – 544 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Библиогр.: с. 538-543. – ISBN 5-93972-405-1.
30. Лейбензон, Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде/Л.С.Лейбензон. - М.: Гостоптехиздат, 1947. -244с.

31. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде/М. Маскет. - М.-Ижевск: 2004.-628с.
32. Механика насыщенных пористых сред / В.Н. Николаевский, К.С. Басниев, А.Т. Горбунов, Г.А. Зотов. - М.: Недра, 1970. -339с.
33. Мирзаджанзаде, А.Х. Вопросы гидродинамики вязко-пластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче/А.Х.Мирзаджанзаде – Баку: Азнефтеиздат, 1959. -409с.
34. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: справ. пособие / С.Н. Закиров, [и др.] - М.: Недра, 1988. -335с.
35. Наказная, Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах/Л.Г.Наказная - М.: Недра, 1972. -184с.
36. Николаевский, В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред/В.Н.Николаевский – М.: Недра, 1984. –232с.
37. Пирвердян, А.М. Физика и нефтяная подземная гидравлика /А.М.Пирвердян. -М.: Недра,1982. -192с.
38. Подземная гидравлика: учебник для вузов / под ред К.С.Басниева, А.М.Власова, И.Н.Кочинной, В.М.Максимова. –М.: Недра, 1986. –303с.
39. Журавлев, В.Ф. Основы теоретической механики /В.Ф.Журавлев.- Москва:Издательство «Физматлит»,2008.-304с.- ISBN 978-5-9221-0907-9.
40. Пыхачев, Г.Б. Подземная гидравлика/Г.Б.Пыхачев, Р.Г.Исаев –М.: Недра, 1973. –360с.
41. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д.Голф-Рахт .-М. :Недра,1986.-608с.
42. Телков, А.П. Подземная гидрогазодинамика/ А.П.Телков – Уфа: Изд-во УНИ, 1974. -224с.
43. Чарный, И.А. Основы подземной гидравлики/ И.А.Чарный - М.: Гостоптехиздат, 1956. -260с.
44. Чарный, И.А. Подземная гидрогазодинамика/ И.А.Чарный –М.: Гостоптехиздат, 1963. -396с.
45. Чекалюк, Э.Б. Основы пьезометрии нефти и газа/Э.Б.Чекалюк – Киев: Государственное издательство технической литературы УССР, 1961. - 286с.
46. Шейдеггер, А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды/А.Э.Шейдеггер - М.: Гостоптехиздат, 1960. -250с.
47. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов/ В.И.Щуров – М.: Недра, 1983. – 510 с.
48. Часс, С. И. Гидромеханика в примерах и задачах: учебное пособие /С.И. Часс. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 216 с.
49. Винников, В. А. Гидромеханика: учебник для вузов /В.А. Винников, Г.Г. Каркашадзе. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2003. - 302 с.
50. Щелкачев, В.Н. Подземная гидравлика. Регулярная и хаотическая динамика/ В.Н.Щелкачев, Б.Б.Лапук.-Ижевск:НИЦ, 2001.-736с.

Учебное пособие

Любовь Демьяновна Савинкова

**ОСНОВЫ ПОДЗЕМНОЙ
НЕФТЕГАЗОГИДРОМЕХАНИКИ**

ISBN 978-5-7410-1687-9



9 785741 016879