

### 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛОСКОРАДИАЛЬНОГО УСТАНОВИВШЕГОСЯ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ В ОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

Представим установившуюся фильтрацию жидкости к гидродинамически совершенной скважине радиусом  $r_c$ , пробуренной в центре однородного по параметрам горизонтального кругового пласта с внешним радиусом  $R_k$  и постоянной толщиной  $h$  с непроницаемой кровлей и подошвой пласта, схематически представленного на рис. 3.1.

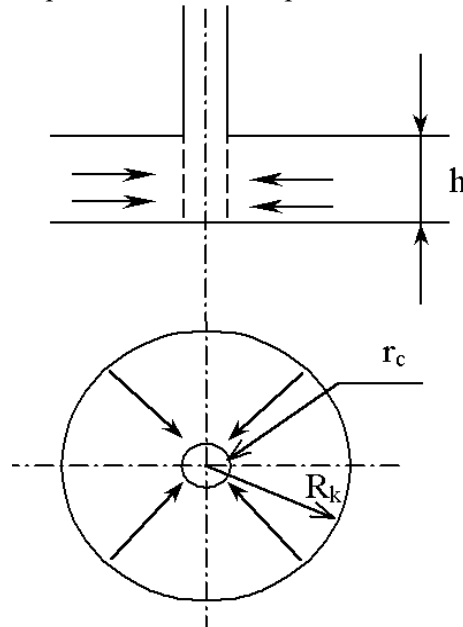


Рис. 3.1. Схема плоскорадиального потока

Характерными особенностями такого потока являются следующие:

- во-первых, частицы жидкости движутся параллельно в одной и той же плоскости, проходящей через ось скважины;
- во-вторых, прямолинейные траектории движения частиц жидкости в любой плоскости, перпендикулярной оси скважины, радиально сходятся в одной точке на оси скважины;
- в-третьих, картины движения вдоль всех и любой траектории движения одинаковы, а следовательно, для изучения такого потока достаточно изучить движение вдоль одной любой траектории, т.е. поток является одномерным по радиусу.

Такой установившийся фильтрационный поток называется одномерным *плоскорадиальным*, и фильтрация в нем несжимаемой жидкости по закону Дарси в наиболее общей форме описывается дифференциальным уравнением (3.1), которое в цилиндрических координатах имеет вид

$$\frac{d^2 P}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dP}{dr} = 0 \quad (3.1)$$

где  $P = P(r)$  – давление на расстоянии  $r$  от оси скважины, Па;  $r$  – расстояние от оси скважины до рассматриваемой точки, м.

Если заданы граничные условия, например постоянное давление  $P_k$  на контуре питания радиуса  $R_k$  и забойное давление  $P_c$  на стенке скважины  $r_c$ , то, интегрируя уравнение (3.1), получают основные формулы, характеризующие установившееся плоскорадиальное движение.

1. Распределение давления в круговом пласте:

$$P_{(r)} = P_k - \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{R_k}{r} = P_c + \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c} \quad (3.2)$$

где  $P_{(r)}$  – установившееся давление на расстоянии  $r$  от скважины, Па;  $P_k$  – установившееся контурное (пластовое) давление на контуре питания  $R_k$ , Па;  $P_c$  – установившееся давление в скважине, Па;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $R_k$  – радиус контура питания пласта, м;  $r$  – текущий радиус, м.

Из формулы (3.2) видно, что распределение давления представляет собой логарифмическую зависимость давления от радиуса и графически представляется логарифмической кривой.

## 2. Градиент давления

$$\text{grad } P = \frac{dP}{dr} = \frac{P_K - P_C}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \frac{1}{r} \quad (3.3)$$

## 3. Скорость фильтрации

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{P_K - P_C}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \frac{1}{r} \quad (3.4)$$

## 4. Дебит (объемный расход) скважины (по формуле Дюпюи)

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_K - P_C}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (3.5)$$

где  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/с;  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $h$  – толщина пласта, м;  $\mu$  – динамическая вязкость, Па·с, ( $\mu_{\text{в}}^{20} \approx 0,001$  Па·с).

## 5. Закон движения частиц жидкости

$$t = \frac{m \cdot \mu \cdot \ln(R_K / r_c) \cdot (r_0^2 - r^2)}{2k(P_K - P_C)} = \frac{\pi \cdot m \cdot h \cdot (r_0^2 - r^2)}{Q} \quad (3.6)$$

где  $r_0$  – начальное положение частицы жидкости;  $r$  – текущее положение частицы жидкости.

6. Время движения частицы жидкости от контура питания радиуса  $R_k$  до забоя скважины радиуса

$$T = \frac{m \cdot \mu \cdot \ln(R_K / r_c) \cdot (R_K^2 - r_c^2)}{2k(P_K - P_C)} = \frac{\pi \cdot m \cdot h \cdot (R_K^2 - r_c^2)}{Q} \quad (3.7)$$

## 7. Средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление

$$\tilde{P} = P_K - \frac{P_K - P_C}{2 \ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (3.8)$$

## 8. Дебит скважины можно выразить в виде **уравнения притока**:

$$Q = K \cdot \Delta P \quad (3.9)$$

где  $K$  – коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/(с·Па):

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (3.10)$$

В промысловых условиях часто используется размерность коэффициента продуктивности  $[K] - \text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ ;  $\Delta P = P_K - P_C$  – депрессия на пласт, Па.

Изучение особенностей плоскорадиальной фильтрации имеет большое практическое значение, т.к. приток нефти и газа к забоям эксплуатационных гидродинамически совершенных скважин подчиняется законам плоско-радиальной фильтрации.

Формулы (3.9-3.10) лежат в основе промыслового гидродинамического метода **исследования скважин на установившихся режимах – метода снятия индикаторных диаграмм**. Графическое изображение зависимостей «дебита  $Q$  от забойного давления  $P_c$ » и «дебита  $Q$  от депрессии на пласт  $\Delta P$ » называются **индикаторными диаграммами**. Индикаторные диаграммы строятся по результатам фактических замеров дебитов и забойных давлений на нескольких установившихся режимах работы скважины. С помощью этого метода исследования определяются (оцениваются) такие **фильтрационные характеристики пласта и скважины**, как:

- коэффициент продуктивности добывающей (или приемистости нагнетательной) скважины;

- коэффициент гидропроводности пласта;
- коэффициент проницаемости пласта.

Индикаторная диаграмма строится в координатах  $[Q; \Delta p]$ , если известно пластовое давление, или в координатах  $[Q; P_c]$ , если пластовое давление неизвестно (рис. 3.2), и имеет обычно вид прямой линии. Во втором случае – экстраполяция прямолинейного графика до оси давления позволяет определить пластовое давление.

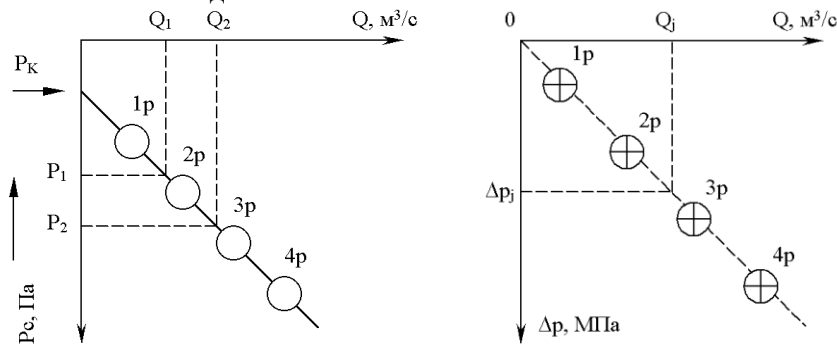


Рис. 3.2. Построение индикаторных диаграмм

Коэффициент продуктивности определяется графически по формуле

$$K = \frac{Q_i}{\Delta p_i} \quad (3.11)$$

где  $Q_i$  – значение произвольно выбранной точки на прямолинейном графике индикаторной линии  $[Q; \Delta p]$ , рис. 3.2;  $\Delta p_i$  – соответствующее значение депрессии.

При неизвестном пластовом давлении  $P_{пл} = P_k$  коэффициент продуктивности определяется по двум произвольным точкам на прямолинейном графике индикаторной линии  $[Q; P_c]$  по формуле

$$K = \frac{Q_2 - Q_1}{P_1 - P_2} \quad (3.12)$$

**Коэффициент продуктивности** показывает дебит скважины, приходящийся на единичную депрессию, и характеризует ее добывные возможности.

Определив коэффициент продуктивности, представляется возможным оценить по формуле (3.10) **коэффициент гидропроводности пласта в призабойной зоне скважины:**

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi} \quad (3.13)$$

где  $R_k$  берется равным половине расстояния до соседней скважины;  $r_c$  – радиус долота, которым бурилась скважина, если она гидродинамически совершенная.

Если известны толщина пласта  $h$  и вязкость пластовой жидкости  $\mu$ , то оценивается величина **проницаемости призабойной зоны скважины:**

$$k = \varepsilon \frac{\mu}{h} \quad (3.14)$$

### Порядок выполнения работы

Выполнение работы осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, устанавливаемым преподавателем. Варианты заданий приведены в табл. 3.1.

1. При изучении характеристик рассматриваемого фильтрационного потока получить формулы и изобразить графически распределение давления, градиента давления и скорости фильтрации по пласту в зависимости от текущего радиуса  $r$  (в соответствии с формулами (3.2-3.4)). Значения текущего радиуса  $r$  выбрать следующие: 10, 25, 50, 75, 100 м и далее через 200 метров.

2. Дебит скважины, средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление и время движения частицы от контура питания радиуса  $R_k$  до забоя скважины радиуса  $r_c$

необходимо определить по формулам (3.5-3.8). Дебит скважины выразить в  $\text{м}^3/\text{с}$ ,  $\text{м}^3/\text{сут}$  и  $\text{т}/\text{сут}$ , а время движения частицы – в секундах и сутках.

3. В соответствии с исходными данными (табл. 3.2) построить индикаторные диаграммы – зависимости «дебита  $Q$  от забойного давления  $P_c$ » и «дебита  $Q$  от депрессии на пласт  $\Delta P$ ». По индикаторной диаграмме «дебит  $Q$  от забойного давления  $P_c$ » определить давление на контуре питания  $P_K$ , а по диаграмме «дебит  $Q$  от депрессии на пласт  $\Delta P$ » – определить коэффициент продуктивности скважины  $K$  (в  $\text{т}/\text{сут}\cdot\text{МПа}$ , в  $\text{м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$  и в  $\text{м}^3/\text{с}\cdot\text{Па}$ ).

4. Используя полученное значение коэффициента продуктивности  $K$  и формулу (3.9), написать уравнение притока жидкости к скважине, а по формулам (3.13-3.14) определить коэффициент гидропроводности пласта  $\varepsilon$  (в  $\text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}$  и в  $\text{мкм}^2\cdot\text{м}/\text{мПа}\cdot\text{с}$ ) и коэффициент проницаемости пласта (в  $\text{м}^2$  и в  $\text{мкм}^2$ ).

5. Провести анализ и оценку полученных результатов, а также сделать необходимые пояснения, комментарии и выводы.

Таблица 3.1

## Исходные данные для расчетов

Номер варианта	$P_k$ , МПа	$P_c$ , МПа	$R_k$ , м	$r_c$ , м	$\mu$ , МПа·с	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$h$ , м	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$m$ , %
1	10,0	7,5	1000	0,10	1,0	1000	10	1,0	20
2	9,8	7,3	1200	0,12	1,5	995	9	0,9	19
3	9,6	7,1	1400	0,14	2,0	990	8	0,8	18
4	9,4	6,9	1600	0,16	2,5	985	7	0,7	17
5	9,2	6,7	1800	0,18	3,0	980	6	0,6	16
6	9,0	6,5	2000	0,20	3,5	975	5	0,5	15
7	8,8	6,3	1800	0,18	4,0	970	4	0,4	16
8	8,6	6,1	1600	0,16	4,5	965	3	0,3	17
9	8,4	5,9	1400	0,14	5,0	960	2	0,2	18
10	8,2	5,7	1200	0,12	5,5	955	1	0,1	19
11	8,5	6,0	1000	0,10	5,0	950	2	1,0	20
12	8,7	6,2	1200	0,12	4,5	945	3	0,9	21
13	8,9	6,4	1400	0,14	4,0	940	4	0,8	22
14	9,1	6,6	1600	0,16	3,5	935	5	0,7	23
15	9,3	6,8	1800	0,18	3,0	930	6	0,6	24
16	9,5	7,0	2000	0,20	2,5	925	7	0,5	25
17	9,7	7,2	1800	0,18	2,0	920	8	0,4	24
18	9,9	7,4	1600	0,16	1,5	915	9	0,3	23
19	10,0	7,5	1400	0,14	1,0	910	10	0,2	22
20	9,8	7,3	1200	0,12	2,0	905	12	0,1	21
21	9,6	7,1	1000	0,10	3,0	900	14	1,0	20
22	9,4	6,9	1200	0,12	4,0	895	16	0,9	19
23	9,2	6,7	1400	0,14	5,0	890	18	0,8	18
24	9,0	6,5	1600	0,16	6,0	885	20	0,7	17
25	8,8	6,3	1800	0,18	7,0	880	18	0,6	16
26	8,6	6,1	2000	0,20	8,0	875	16	0,5	15
27	8,4	5,9	1800	0,18	9,0	870	14	0,4	16
28	8,2	5,7	1600	0,16	8,0	865	12	0,3	17
29	8,5	6,0	1400	0,14	7,0	860	10	0,2	18
30	8,7	6,2	1200	0,12	6,0	855	8	0,1	19

Таблица 3.2

## Показатели работы скважины на различных режимах

Номер варианта	Р <sub>с1</sub> , МПа	Q <sub>1</sub> , т/сут	Р <sub>с2</sub> , МПа	Q <sub>2</sub> , т/сут	Р <sub>с3</sub> , МПа	Q <sub>3</sub> , т/сут	Р <sub>с4</sub> , МПа	Q <sub>4</sub> , т/сут	Р <sub>с5</sub> , МПа	Q <sub>5</sub> , т/сут
1	7,5	1474	8	1179	8,5	884	9	589	9,5	295
2	7,3	792	7,8	633	8,3	475	8,8	317	9,3	158
3	7,1	467	7,6	373	8,1	280	8,6	187	9,1	93,4
4	6,9	284	7,4	228	7,9	171	8,4	114	8,9	56,9
5	6,7	173	7,2	139	7,7	104	8,2	69,3	8,7	34,7
6	6,5	103	7	82,1	7,5	61,6	8	41	8,5	20,5
7	6,3	57,2	6,8	45,7	7,3	34,3	7,8	22,9	8,3	11,4
8	6,1	28,4	6,6	22,8	7,1	17,1	7,6	11,4	8,1	5,69
9	5,9	11,3	6,4	9,05	6,9	6,79	7,4	4,53	7,9	2,26
10	5,7	2,56	6,2	2,05	6,7	1,54	7,2	1,02	7,7	0,51
11	6	56	6,5	44,8	7	33,6	7,5	22,4	8	11,2
12	6,2	83,5	6,7	66,8	7,2	50,1	7,7	33,4	8,2	16,7
13	6,4	111	6,9	88,6	7,4	66,5	7,9	44,3	8,4	22,2
14	6,6	138	7,1	110	7,6	82,7	8,1	55,1	8,6	27,6
15	6,8	164	7,3	132	7,8	98,7	8,3	65,8	8,8	32,9
16	7	191	7,5	153	8	114	8,5	76,3	9	38,2
17	7,2	217	7,7	174	8,2	130	8,7	86,8	9,2	43,4
18	7,4	243	7,9	194	8,4	146	8,9	97,1	9,4	48,5
19	7,5	268	8	215	8,5	161	9	107	9,5	53,6
20	7,3	80	7,8	64	8,3	48	8,8	32	9,3	16
21	7,1	619	7,6	495	8,1	371	8,6	248	9,1	124
22	6,9	475	7,4	380	7,9	285	8,4	190	8,9	95
23	6,7	378	7,2	302	7,7	227	8,2	151	8,7	75,5
24	6,5	304	7	243	7,5	183	8	122	8,5	60,9
25	6,3	200	6,8	160	7,3	120	7,8	80	8,3	40
26	6,1	129	6,6	103	7,1	77,4	7,6	51,6	8,1	25,8
27	5,9	79,8	6,4	63,8	6,9	47,9	7,4	31,9	7,9	16
28	5,7	57,4	6,2	45,9	6,7	34,4	7,2	22,9	7,7	11,5
29	6	36,2	6,5	29	7	21,7	7,5	14,5	8	7,24
30	6,2	16,8	6,7	13,4	7,2	10,1	7,7	6,72	8,2	3,36