

# 12

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

### 12.1. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА СООТНОШЕНИЕМ ФАКТИЧЕСКОЙ И ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

Наиболее характерный показатель добывающих возможностей скважины – коэффициент продуктивности  $\eta$ , равный части суточного отбора продукции, которая приходится на единицу депрессии:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta p}, \quad (12.1)$$

где  $Q$  – дебит скважины ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ) при депрессии (МПа);  $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_z$ ;  $p_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа;  $p_z$  – забойное давление, МПа.

Различают фактический коэффициент продуктивности скважины  $\eta_f$  и потенциальный коэффициент продуктивности  $\eta_n$ , значения которого рассчитывают по известным значениям гидродинамических параметров продуктивных пластов.

Определяют фактический коэффициент продуктивности на основании индикаторных диаграмм (рис. 12.1), которые строятся по результатам исследования скважины на сложившихся режимах отбора продукции (не менее трех).

Индикаторная диаграмма отображает зависимость дебита ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ) скважины от депрессии:

$$Q = \eta_f \Delta p \quad (12.2)$$

и дает возможность определить фактический коэффициент продуктивности  $\eta_f$ .

Согласно уравнению Дюпюи потенциальный дебит скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,

$$Q_n = 2\pi\epsilon \frac{\Delta p}{b \ln(R_k / r_c)}. \quad (12.3)$$

Разделив правую и левую части уравнения (12.3) на  $\Delta p$ , получим выражение для определения потенциального коэффициента продуктивности скважины,  $\text{м}^3/(\text{МПа} \cdot \text{сут})$ :

$$\eta_0 = 5,43 \cdot 10^{11} \epsilon \frac{1}{b \ln(R_k / r_c)}, \quad (12.4)$$

где  $\epsilon = kh/\mu$  – гидропроводность продуктивных пластов,  $\text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$ ;  $b$  – объемный коэффициент для нефти (коэффициент увеличения объема сепарированной нефти в пластовых условиях);  $k$  – проницаемость пластов,  $\text{м}^2$ ;  $h$  –

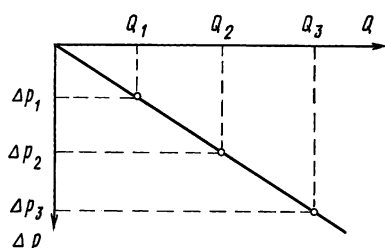


Рис. 12.1. Типичная индикаторная диаграмма для фонтанной нефтяной скважины

$K$  — толщина продуктивной части пластов, м;  $R_k$  — радиус контура питания (зоны), м;  $r_c$  — радиус ствола скважины в интервале продуктивных пластов, м.

Для наиболее распространенных значений  $R_k = 250$  м и  $r_c = 0,1$  м, которые обеспечивают удовлетворительную для промышленных расчетов точность, уравнение (12.4) принимает вид

$$\eta_0 = 0,7 \cdot 10^{11} \varepsilon \frac{1}{b}. \quad (12.5)$$

Для определения гидропроводности пластов, охваченных фильтрацией во время отбора продукции, используют кривые восстановления давления на забое скважины, закрытой после отбора продукции на протяжении времени  $T$  с дебитом  $Q$  (рис. 12.2).

При отсутствии кривых восстановления давления (КВД) параметр гидропроводности можно определить через проницаемость и эффективную толщину пластов на основании керновых и промышленно-геофизических исследований.

Обработку КВД проводят, например, по методу Хорнера, в соответствии с которым процесс восстановления давления на забое скважины описывается уравнением

$$p_t = p_{пл} - l_{пл} \frac{Qb}{4\pi\varepsilon}, \quad (12.6)$$

или

$$p_t = p_{пл} - 0,208 \frac{Qb}{\varepsilon} \lg \frac{T+t}{t},$$

где  $p_t$  — забойное давление через определенные промежутки времени  $t$  после закрытия скважины (5–10 мин);  $T$  — продолжительность работы скважины перед закрытием;  $Q$  — дебит скважины перед закрытием.

При наличии в зоне фильтрации вокруг скважины однородных по проницаемости коллекторов график зависимости (12.6) в координатах

$p_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$  можно изобразить в виде прямой (рис. 12.3), наклон которой в оси времени

$$i = \frac{BC}{AB} = 0,208 \frac{Qb}{\varepsilon}. \quad (12.7)$$

По угловому коэффициенту  $i$  определяют гидропроводность пластов,  $\text{м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$ , в зоне фильтрации вокруг скважины

$$\varepsilon = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Qb}{i}. \quad (12.8)$$

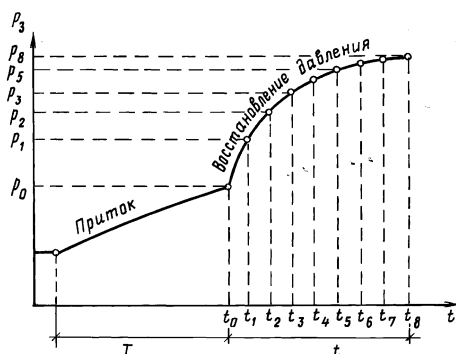


Рис. 12.2. График изменения давления на забое скважины после ее закрытия

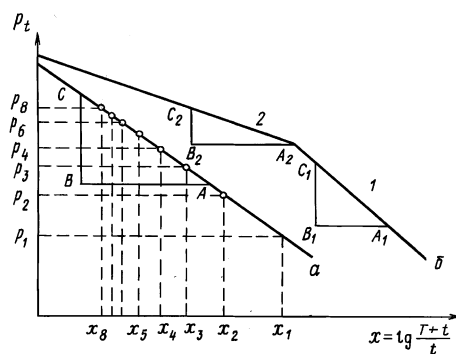


Рис. 12.3. График восстановления давления на забое скважины, преобразованный по методу Хорнера:

*a* – для однородного пласта; *б* – для пласта с ухудшенной гидропроницаемостью призабойной зоны; 1, 2 – призабойная и отдаленная зоны

Если в призабойной зоне скважины гидропроводность пластов ухудшается, тогда на графике восстановления давления (см. рис. 12.3) выделяются два прямолинейных отрезка 1 и 2 с коэффициентами наклона соответственно  $i_1$  (призабойная зона) и  $i_2$  (отдаленная зона), по которым на основании (12.8) определяют гидропроводность призабойной и отдаленной зон.

Поскольку продуктивность скважины находится в прямой зависимости от гидропроводности пластов и в обратной зависимости от депрессии, то уменьшение гидропроводности или дополнительные потери давления во время фильтрации продукции обуславливают уменьшение дебитов при одном и том же значении депрессии.

Наиболее обоснованные и объективные показатели состояния призабойной зоны скважины следующие: отношение коэффициентов продуктивности (фактического к потенциальному) ОП; отношение параметров гидропроводности (отдаленной зоны к призабойной зоне) ОГ; значение скин-эффекта  $S$ .

Показатель соотношения продуктивностей – это частное от деления фактического коэффициента продуктивности скважины на потенциальный коэффициент продуктивности:

$$ОП = \eta_{\phi} / \eta_0. \quad (12.9)$$

Согласно выражениям для фактического  $\eta_{\phi} = Q/\Delta p$  и потенциального коэффициентов продуктивности получаем

$$ОП = \frac{2i}{\Delta p} \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}, \quad (12.10)$$

а для значений  $R_k = 250$  м;  $r_c = 0,1$  м, которые обеспечивают удовлетворительную для промысловых расчетов точность, уравнение (1.10) имеет вид

$$ОП = 6,8 \frac{i}{\Delta p}. \quad (12.11)$$

При известной гидропроводности пластов (на основании КВД) и значениях  $R_k = 250$  м и  $r_c = 0,1$  м соотношение продуктивностей можно определить по формуле

$$ОП = 1,43 \cdot 10^{-11} b \eta_{\Phi} \frac{1}{\epsilon}. \quad (12.12)$$

Отношение гидропроводностей находят делением параметра гидропроводности пластов отдаленной зоны на гидропроводность призабойной зоны, значения которых получают на основании КВД (см. рис. 12.3):

$$ОГ = \left( \frac{kh}{\mu} \right)_{от. з} / \left( \frac{kh}{\mu} \right)_{п. з} = i_1 / i_2, \quad (12.13)$$

где  $i_1$  и  $i_2$  – угловые коэффициенты прямолинейных отрезков кривой восстановления давления в координатах  $\Delta p_t = f(\lg t)$  или  $\Delta p_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$ , соответственно для призабойной и отдаленной зон. При невозможности определить гидропроводность призабойной зоны на основании кривой восстановления давления используют зависимость

$$ОГ = \left( \frac{kh}{\mu} \right)_{КВД} / \left( \frac{kh}{\mu} \right) \eta, \quad (12.14)$$

где  $\left( \frac{kh}{\mu} \right)_{КВД}$  – гидропроводность пластов, полученная на основании обработки кривой восстановления давления;  $\left( \frac{kh}{\mu} \right) \eta$  – гидропроводность пластов, полученная на основании фактического коэффициента продуктивности.

Гидропроводность пластов,  $\text{м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с})$ , определяют по формуле

$$\left( \frac{kh}{\mu} \right) \eta = 0,42 \cdot 10^{-11} \eta b_{\Phi} (\lg R_k - \lg r_c), \quad (12.15)$$

а при значениях  $R_k = 250$  м и  $r_c = 0,1$  м записывают в виде

$$\left( \frac{kh}{\mu} \right) \eta = 1,43 \cdot 10^{-11} \eta_{\Phi} b. \quad (12.16)$$

Как первый (соотношение продуктивностей), так и второй (соотношение гидропроводностей) метод имеют тот недостаток, что здесь используются значения дебита, пластового давления и депрессии, точность которых в промышленных условиях, особенно при наличии низкопроницаемых коллекторов, не всегда гарантирована. Поэтому широкое применение, особенно в зарубежной практике, получил метод оценки состояния призабойной зоны через скин-эффект  $S$ .

## 12.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА НА ОСНОВании КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Физический смысл показателя скин-эффекта иллюстрирует зависимость его значения от соотношения между проницаемостью пластов удаленной зоны  $k$  и призабойной зоны  $k_s$ :

$$S = \frac{k k_s}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_c}, \quad (12.17)$$

где  $r_s$  – радиус призабойной (скиновой) зоны;  $r_c$  – радиус ствола скважины в продуктивном интервале.

Скин-эффект характеризует состояние призабойной зоны скважины, а его значение свидетельствует о наличии или отсутствии дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые могут быть обусловленными как низким качеством вскрытия пластов, так и изменением фильтрационных параметров призабойной зоны во время отбора продукции. Поскольку такие изменения влияют на процесс восстановления давления в скважине после прекращения нагнетания или отбора, то для оценки наличия скин-эффекта и определения его значения используют КВД, характер которых связан с фильтрационными параметрами зависимостью

$$\Delta p_t = \frac{Q\mu b}{4\pi k h} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c}, \text{ или } \Delta p_t = i \left( \lg t + \lg \frac{2,25\chi}{r_c} \right), \quad (12.18)$$

где  $\Delta p_t$  – прирост давления в течение времени  $t$  после закрытия скважины, МПа;  $\chi = 10 \frac{k}{\mu(m\beta_E + \beta_0)}$  – пьезопроводность пластов, см<sup>2</sup>/с;  $i$  – угловой ко-

эффициент прямолинейного конечного отрезка кривой восстановления давления в координатах  $\Delta p_t = f(\lg t)$ ;  $m$  – коэффициент пористости коллекторов;  $\beta_k, \beta_n$  коэффициенты сжимаемости жидкости и породы.

Правая и левая части уравнения (12. 18) равнозначны, когда отсутствуют дополнительные сопротивления в призабойной зоне, а их неравенство свидетельствует о различии между гидропроводностью призабойной и удаленной зон, что в случае ухудшения гидропроводностями призабойной зоны обуславливает необходимость затрат дополнительной депрессии  $\Delta p_s$  при неизменном объеме фильтрации продукции:

$$\Delta p_s = \Delta p_t - i \left( \lg t + \lg \frac{2,25\chi}{r_c} \right), \quad (12.19)$$

где  $\Delta p_t$  – прирост давления в течение времени  $t$  после закрытия скважины. Вводя  $\Delta p_s/i = S$ , получаем уравнение для определения скин-эффекта:

$$S = \frac{\Delta p}{i_t} - \lg t - c, \quad (12.20)$$

где  $c$  – поправка на потери давления на стенке скважины, которую рассчитывают при известных значениях  $\chi$  и  $r_c$  по формуле  $c = \lg \frac{135\chi}{r_c^2}$  или берут из

табл. 12.1;  $t$  – продолжительность остановки скважины, мин.

Положительное значение скин-эффекта свидетельствует о наличии дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне скважины, на преодоление которых затрачивается определенная часть депрессии  $\Delta p_s = iS$ , по которой оценивают соотношение продуктивностей

$$ОП = \frac{\Delta p_t - \Delta p_s}{\Delta p_t}. \quad (12.21)$$

При этом в зависимости от состояния призабойной зоны возможны следующие варианты.

Состояние призабойной зоны.....	$k_s < k$	$k_s > k$	$k_s = k$
Скин-эффект.....	$S_s > 0$	$S_s < 0$	$S_s = 0$
Соотношение продуктивностей.....	$ОП < 1$	$ОП > 1$	$ОП = 1$
Соотношение гидропроводностей.....	$ОГ > 1$	$ОГ < 1$	$ОГ = 1$

Таблица 12.1

## Поправочный коэффициент для расчета скин-эффекта

Гидропроводность пластов, $\text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{с}\cdot 10^{-11}$	Поправка для разных значений произведения эффективной толщины пластов (м) на квадрат радиуса ствола в интервале пластов ( $\text{см}^2$ )									Среднее значение поправки
	100	200	400	800	1500	300	600	800	>8000	
0,1	1,5	1,2	0,9	0,7	0,4	0,5	0,4	0,3	0,2	0,7
0,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,5	0,4	0,3	1,1
1,0	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,6	0,4	1,3
2,0	2,8	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,9	0,6	1,7
5,0	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,4	1,3	1,0	2,0
10,0	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,6	1,2	2,3
20,0	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,9	1,6	2,6
50,0	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	2,4	2,3	1,8	3,0
100,0	4,5	4,2	3,9	3,5	3,3	3,0	2,7	2,6	2,2	3,3
200,0	4,8	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	2,0	2,7	2,5	3,6

## 12.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА И ОТНОШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТЕЙ

## Задача 12.1

Определить состояние призабойной зоны и качество вскрытия пластов на основании результатов испытания в процессе бурения скважины.

Скв. 25 Южно-Гвиздецкая. Интервал испытания 2884 – 2924 м. Во время испытания 12.01.95 г. с помощью пластоиспытателя получен приток нефтегазовой смеси объемом  $3 \text{ м}^3$  за 80 мин, что соответствует дебиту  $54 \text{ м}^3/\text{сут}$  при изменении забойного давления от 12,8 до 15,7 МПа на глубине 2875 м.

Дополнительные данные: плотность нефти  $845 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; объемный коэффициент 1,38; эффективная толщина пластов в интервале испытания 15 м; радиус ствола скважины в интервале испытания 0,096 м.

В табл. 12.2 сведены результаты восстановления давления на глубине 2875 м после закрытия клапана на забое скважины

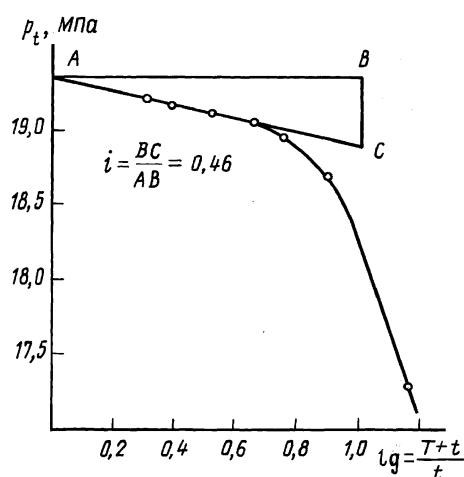


Рис. 12.4. График восстановления давления в скв. 25 Южно-Гвиздецкая, построенный по методу Хорнера (интервал испытания 2884–2923 м)

Таблица 12.2

Продолжительность восстановления давления, мин	Давление, МПа	$\lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$
0	15,70	–
5	17,30	1,1716
10	18,30	0,9031
15	18,95	0,7533
20	19,05	0,6532
30	19,10	0,5228
50	19,15	0,3802
70	19,20	0,3010
90	19,20	–

Примечание. Продолжительность притока перед закрытием клапана  $T = 70$  мин.

*Решение.*

Основой для расчета характеристики пластов и призабойной зоны является построенный методом Хорнера график восстановления давления (рис. 12.4).

По углу наклона прямолинейного кольцевого отрезка на графике восстановления давления определяет гидропроводность пластов.

$$\left( \frac{kh}{\mu} = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Qb}{i} = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{54,1}{0,46} = 24,4 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с}) \right).$$

Поскольку объем притока нефти с газом определяют на основании прироста уровня жидкости в скважине перед закрытием на восстановление давления, то считается, что объемный коэффициент равен нулю.

По формуле (12.14) определяют скин-эффект

$$S = \frac{p_{01} - p_3}{i} - \lg T - c,$$

где  $p_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $p_3$  – забойное давление в конце периода притока, МПа;  $T$  – продолжительность притока (открытого периода) перед закрытием на восстановление давления, мин.

Поправочный коэффициент  $c$  определяют по табл.12.1, значение которого для  $\frac{kh}{\mu} = 24,9 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с})$ ;  $r_c = 0,098$  м и  $h_{эф} = 15$  м равно 2,6.

Тогда

$$S = \frac{19,3 - 15,7}{0,46} - 1,8 - 1,6 = 3,4.$$

Дополнительные потери депрессии для значения скин-эффекта  $\Delta p_s = iS = 0,46 \times 3,4 = 1,56$  МПа.

Отношение продуктивностей

$$\epsilon \epsilon = \frac{19,3 - 15,7 - 1,6}{19,3 - 15,7} = 0,55.$$

Полученные результаты свидетельствуют о том, что наличие скин-эффекта в призабойной зоне приводит к снижению ее производительности на 45 %.

## Задача 12.2

Дать оценку отношению продуктивностей на основании кривой восстановления давления для нефтедобывающей фонтанирующей скважины.

Скв. 6 Струтинская. Интервал фильтра 2145–2210 м. Эффективная толщина пластов в интервале фильтра 19 м. Радиус ствола в интервале перфорации 0,1 м. Дебит нефти перед закрытием скважины 41 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 24,2 МПа. Забойное давление перед закрытием скважины 14,4 МПа. Свойства нефти в пластовых условиях: вязкость 1,5 мПа·с; объемный коэффициент 1,45; коэффициент сжатия  $2 \cdot 10^{-3} \text{ Мпа}^{-1}$ .

Результаты восстановления давления после закрытия скважины сведены в табл. 12.3. По методу касательной построен график восстановления давления (рис. 12.5). По угловому коэффициенту прямолинейного конечного отрезка ( $I = 1,5$ ) определяют гидропроводность пластов, состояние призабойной зоны и отношение продуктивностей.

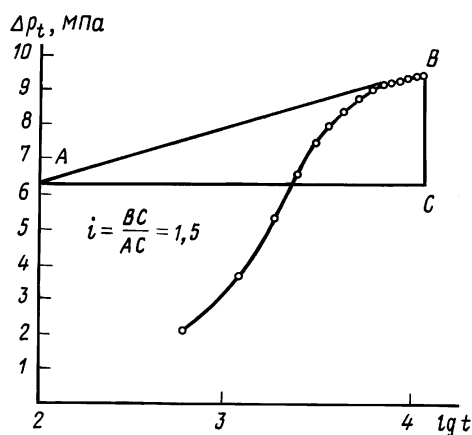


Рис. 12.5. График восстановления давления в скв. 6 Струтинская (интервал фильтра 2145–2210 м)

Таблица 12.3

**Результаты восстановления давления в закрытой скв. 6 Струтинская**

Продолжительность закрытия скважины $t$ , с	$\lg t$	Забойное давление на глубине 2100 м, МПа	$\Delta p_p$ , МПа	Продолжительность закрытия скважины $t$ , с	$\lg t$	Забойное давление на глубине 2100 м, МПа	$\Delta p_p$ , МПа
0	—	14,40	—	6 000	3,780	23,52	9,12
600	2,778	16,50	2,10	6 600	3,820	23,60	9,20
1 200	3,080	18,15	3,75	7 200	3,857	23,66	9,26
1 800	3,255	19,75	5,35	7 800	3,892	23,71	9,31
2 400	3,380	20,95	6,55	8 400	3,924	23,76	9,36
3 000	3,477	21,95	7,55	9 000	3,954	23,81	9,41
3 600	3,556	22,45	8,05	9 600	3,982	23,85	9,45
4 200	3,623	22,80	8,40	10 200	4,010	23,88	9,48
4 800	3,680	23,10	8,70	10 800	4,033	23,91	9,51
5 400	3,732	23,35	8,95				

**Решение**

Гидропроводность пластов

$$\frac{kh}{\mu} = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Q \cdot b}{i} = 0,208 \cdot 10^{-11} \times \\ \times \frac{41 \cdot 1,45}{1,5} = 8,2 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с}),$$

скин-эффект

$$S = \frac{p_{\text{пл}} - p_3}{i} - \lg t - c = \\ = \frac{24,1 - 14,1}{1,5} - 2,2 - 1,8 = 2,6,$$

дополнительные потери депрессии

$$\Delta p = iS = 1,5 \cdot 2,6 = 3,9 \text{ МПа},$$

отношение коэффициентов продуктивностей (фактического к потенциальному)

$$ОП = \frac{p_{\text{пл}} - p - \Delta p_3}{p_{\text{пл}} - p_3} = \frac{24,1 - 14,1 - 2,6}{24,1 - 14,1} = 0,74.$$



Таким образом, вследствие скин-эффекта производительность скважины уменьшена примерно на 26 %.

### Задача 12.3

Определить состояние призабойной зоны скважины до кислотной обработки пластов и после нее на основании кривой падения давления после прекращения нагнетания воды.

Скв. 38 – Луквинская. Интервал фильтра 1300–1407 м. Эффективная толщина пластов в интервале фильтра 25 м. Радиус скважины в интервале фильтра  $r_c = 0,1$  м.

Для определения характеристик пластов проведено исследование методом снижения давления после прекращения нагнетания как до кислотной обработки пластов (9–10.06.93 г.), так и после кислотной обработки (20–21.08.93 г.).

Приемистость скважины до кислотной обработки составляла  $62 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а после кислотной обработки  $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Результаты регистрации изменения давления на устье скважины, закрытой как после нагнетания воды, так и после кислотной обработки, сведены в табл. 12.4. На рис. 12.6 изображены кривые восстановления давления до (кривая *I*) и после (кривая *II*) кислотной обработки, построенные в координатах  $\Delta P_t = f(\lg t)$ . Два прямолинейных отрезка *1* и *1'* отвечают состоянию фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне, а отрезки *2* и *2'* в удаленной зоне пласта. На основании угловых коэффициентов этих отрезков высчитывают параметры пластов в призабойной и удаленной зонах.

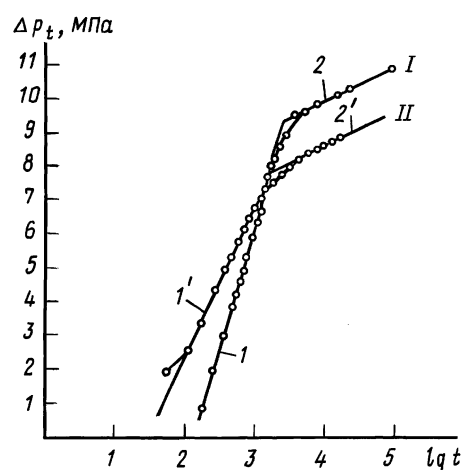
#### Решение

Расчет до кислотной обработки (рис. 12.6, кривая *I*):

$$\left( \frac{kh}{\mu} \right)_1 = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Qb}{i_1} = 0,208 \cdot 10^{-11} = 1,8 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с});$$

Рис. 12.6. Графики падения давления после прекращения нагнетания воды в скв. 38 Луквинская: *I* – до кислотной обработки; *II* – после кислотной обработки

Номер кривой.....	<i>I</i>	<i>II</i>
$i_1$ .....	7,3	4,6
$i_2$ .....	1,02	1,03



Т а б л и ц а 12.4

Результаты снижения давления после прекращения нагнетания воды в скв. 38 Луквинская

Дата	Время, ч-мин	Избыточное давление, МПа	$\Delta p_p$ , МПа	$t$ , с	$lgt$
До кислотной обработки					
9.06.93	14-30	11,00		Скважина закрыта	
	14-33	10,20	0,8	180	2,2553
	14-34	9,00	2,0	240	2,3802
	14-35	8,50	2,5	300	2,4771
	14-36	8,00	3,0	360	2,5563
	14-38	7,10	3,9	480	2,6812
	14-39	6,80	4,2	540	2,7384
	14-40	6,40	4,6	600	2,7781
	14-41	6,10	4,9	660	2,8195
	14-42	5,80	5,2	720	2,8573
	14-44	5,30	5,7	840	2,9243
	14-46	4,80	6,2	960	2,9823
	14-48	4,40	6,6	1 080	3,0334
	14-50	4,10	6,9	1 200	3,0792
	14-52	3,80	7,2	1 320	3,1206
	14-55	3,50	7,5	1 500	3,1761
	15-00	3,00	8,0	1 800	3,2553
	15-03	2,80	8,2	1 980	3,2967
	15-06	2,55	8,45	2 160	3,3344
	15-10	2,38	8,62	2 400	3,3802
	15-15	2,20	8,80	2 700	3,4344
	15-30	1,82	9,18	2 600	3,5563
	15-45	1,63	9,37	4 500	3,6532
	16-00	1,50	9,50	5 400	3,7324
	16-30	1,20	9,80	7 200	3,8573
	17-00	1,04	9,96	9 000	3,9542
	17 - 30	0,94	10,06	10 800	4,0334
	18 - 00	0,83	10,17	12 600	4,1004
	11-30	0,10	10,90	75 600	4,8775
10.06.93					
После кислотной обработки					
20.08.93	15-20	9,25		Скважина закрыта	
	15-21	7,32	1,93	60	1,7781
	15-22	6,72	2,53	120	2,0792
20.08.93	15-22	6,72	2,53	120	2,0792
	15-23	5,95	3,30	180	2,2553
	15-24	5,25	4,00	240	2,3802
	15-25	4,80	4,45	300	2,4771
	15-26	4,35	4,90	360	2,5563
	15-27	4,03	5,22	420	2,6232
	15-28	3,78	5,47	480	2,6812
	15-29	3,52	5,73	540	2,7384
	15-30	3,30	5,95	600	2,7781
	15-31	3,14	6,11	660	2,8195
	15-32	2,98	6,27	720	2,8573
	15-33	2,84	6,41	780	2,8921
	15-34	2,73	6,52	840	2,9243
	15-35	2,63	6,62	900	2,9542
	15-40	2,00	6,99	1 200	3,0792
	15-45	2,26	7,25	1 500	3,1761
	15-50	1,78	7,47	1 800	3,2553
	15-55	1,66	7,59	2 100	3,3222
	16-00	1,53	7,72	2 400	3,3802
	16-10	1,34	7,91	3 000	3,4771
	16-20	1,22	8,03	3 600	3,5563
	16-30	1,15	8,10	4 200	3,6232
	16-40	1,06	8,19	4 800	3,6812
	17-00	0,96	8,29	6 000	3,7781
	17-50	0,91	8,44	9 000	3,9542
	18-20	0,72	8,53	10 800	4,1206
	19-00	0,63	8,62	13 200	4,1026

гидропроводность удаленной зоны

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = 0,208 \cdot 10^{-11} = 0,208 \cdot 10^{-11} = \frac{Qb}{i_2} = 12,6 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с});$$

скин-эффект

$$S = \frac{\Delta p_t}{i} - \lg t - c,$$

где  $\Delta p_t$  – конечное значение изменения давления, МПа, за время  $t$ , мин;  $c$  – поправочный коэффициент (см. табл. 12.1) для  $\left(\frac{kh}{\mu}\right) = 12,6$ ;  $h = 25$  м;  $r_c = 0,1$  м составляет 2,1.

$$\text{Тогда } S = \frac{10,9}{1,2} - 3,1 - 2,1 = 5,5.$$

Дополнительные потери давления

$$\Delta p_s = i_r S = 1,02 \cdot 5,5 = 5,6 \text{ МПа.}$$

Отношение коэффициентов приемистости (фактического к потенциально возможному)

$$ОП = \frac{\Delta p_t - \Delta p_s}{\Delta p_t} = \frac{10,9 - 5,6}{10,9} = 0,48.$$

Расчет после кислотной обработки (см. рис. 12.6, кривая II):

гидропроводность призабойной зоны

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Qb}{i_{3,6}} = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{80 \cdot 1,0}{1,03} = 3,6 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с});$$

гидропроводность удаленной зоны

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{Qb}{i_2} = 0,208 \cdot 10^{-11} \frac{80 \cdot 1,0}{1,03} = 1,61 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с});$$

скин-эффект

$$S = \frac{\Delta p_t}{i_2} - \lg t - c = \frac{9,5}{1,03} - 3,1 - 2,4 = 3,7;$$

дополнительные потери давления

$$\Delta p_s = i_r S = 1,03 \cdot 3,7 = 3,8 \text{ МПа.}$$

Отношение коэффициентов приемистости (фактического к потенциально возможному)

$$ОП = \frac{\Delta p_t - \Delta p_s}{\Delta p_t} = \frac{9,5 - 3,8}{9,5} = 0,60.$$

Полученные характеристики дают основание считать, что наличие скин-эффекта уменьшает коэффициент приемистости скважины на 52 %. После кислотной обработки призабойной зоны скин-эффект полностью не ликвидирован, а коэффициент приемистости увеличился только на 12 %, что свидетельствует о недостаточной эффективности обработки скважины.