

12. Кажущуюся динамическую вязкость, которая при $A > 1$ определяется по (1.89)

$$\mu_3 = 1,056 \cdot 2,84 (1 + 2,9 \cdot 0,148) / (1 - 0,148) = 5,03 \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

Аналогичный результат получается при графическом методе определения μ_3 (см. рис. 1.3, кривая б).

2. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

Исследования на нефтяных месторождениях проводятся для получения данных о продуктивном пласте, насыщающих его жидкостях, а также о скважинах для установления рационального режима разработки месторождения, дальнейшего его контроля и корректировки.

Существуют три вида исследований: лабораторные, геофизические и гидродинамические. Для определения фильтрационных характеристик пласта и скважин более представительными являются гидродинамические методы исследования. При гидродинамических методах исследования непосредственно используются результаты наблюдения движения жидкости и газа к забоям скважин в пластовых условиях. Эти методы позволяют исключить влияние изменения свойств пласта в призабойной зоне и непосредственно определить фильтрационные характеристики пласта. При исследованиях геофизических материалов и кернов мы получаем данные, характеризующие свойства пласта в отдельных точках скважин. Для усреднения этих данных используются определенные гипотезы и предположения.

Для выбора оборудования и установления оптимального режима работы скважин при различных способах эксплуатации достаточно иметь индикаторную кривую данной скважины, а если эта линия прямая, то значение коэффициента продуктивности, то есть, для решения этой задачи нужно провести исследование скважины методом установившихся отборов.

При решении задач, связанных с оценкой качества освоения скважин, обоснованием методов воздействия на призабойную зону пластов и оценкой эффективности этого воздействия, необходимо проведение обоих видов гидродинамических исследований: при неустановившемся и установившихся режимах фильтрации. Кроме того, часто возникает необходимость получения профиля притока или приемистости скважины, определения литологического состава и свойств породы-коллектора, физических свойств насыщающих жидкостей.

Принято считать, что исследования скважин при неустановившемся режиме дают больше информации, чем исследования методом установившихся отборов. При обработке кривой восстановления давления (КВД) получают среднее значение гидропроводности или проницаемости на различных расстояниях от скважины, опреде-

ляют коэффициент проницаемости и приведенный радиус скважины, оценивают коэффициент дополнительных потерь давления (показатель скин-эффекта), определяют пластовое давление и приближенный коэффициент продуктивности скважины.

При обработке данных исследования методом установившихся отборов определяют коэффициент продуктивности и пластовое давление, оценивают приближенно гидропроводность и проницаемость в призабойной зоне.

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ

В результате исследований строится индикаторная линия, простейший вид которой показан на рис. 2.1. Взяв на индикаторной прямой произвольно две точки, определяют коэффициент продуктивности скважины:

$$K = (Q_2 - Q_1) / (p'_{заб} - p''_{заб}) \quad (2.1)$$

Дальнейший расчет ведется по формуле Дюпюи:

$$Q = [2\pi kh (p_{пл} - p_{заб})] / [b\mu (\ln(R_k/r_c) + C)], \quad (2.2)$$

где Q — объемный дебит жидкости в поверхностных условиях; b — объемный коэффициент жидкости; μ — вязкость жидкости; $p_{пл}$ — пластовое давление; $p_{заб}$ — давление на забое при установившемся режиме работы скважины с дебитом Q ; h — вскрытая (перфорированная) толщина пласта (если снят профиль притока, то работающая толщина пласта); R_k — расстояние от скважины, на котором давление равно $p_{пл}$; r_c — радиус скважины; C — коэффициент несовершенства скважины; k — проницаемость призабойной зоны скважины:

$$k = [Kb\mu \ln(R_k/r_c)] / (2\pi h), \quad (2.3)$$

где $r_0 = r_c e^{-C}$ — приведенный радиус несовершенной скважины. Проницаемость, определенная по (2.3), считается проницаемостью призабойной зоны, непосредственно находящейся около стенок скважины и изменившейся при бурении и работе скважины в результате проникновения в пласт бурового раствора или его фильтрата либо вследствие образования трещин и выноса частичек породы. Основанием для этого является то, что при определении проницаемости пользуются коэффициентом продуктивности, а значительная доля депрессии при работе скважины на установившемся режиме расходуется вблизи ее, где скорость фильтрации больше, чем на удалении от скважины.

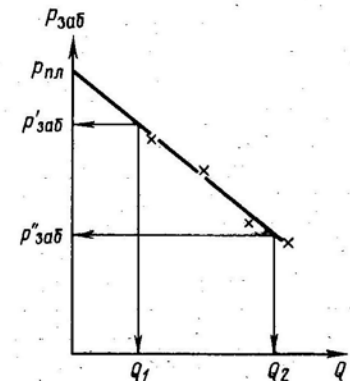


Рис. 2.1. Индикаторная прямая $Q = f(p_{заб})$

Задача 2.1. Определить долю депрессии, расходуемой в радиусе 1 м от центра совершенной скважины, вскрывшей пласт с проницаемостью k , причем свойства пласта в призабойной зоне не нарушены. $R_k = 200$ м, $r_c = 0,1$ м.

Решение. Запишем формулу Дюпюи для перепада давления на участках от R_k до r_c и от r до r_c :

$$Q = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_{заб})}{b\mu \ln (R_k/r_c)}; \quad Q = \frac{2\pi kh (p - p_{заб})}{b\mu \ln (r/r_c)}$$

Приравнивая правые части, получим уравнение депрессионной воронки (изменение давления вокруг скважины)

$$(p_{пл} - p_{заб})/\ln (R_k/r_c) = (p - p_{заб})/\ln (r/r_c). \quad (2.4)$$

Доля изменения депрессии в зоне пласта радиусом $r = 1$ м определится так

$$\frac{p - p_{заб}}{p_{пл} - p_{заб}} = \frac{\ln (r/r_c)}{\ln (R_k/r_c)} = \frac{\ln (1/0,1)}{\ln (200/0,1)} = 0,3.$$

Таким образом, 30 % депрессии тратится вблизи скважины в кольцевой зоне шириной 90 см. Если свойства пласта в призабойной зоне ухудшены, затраты депрессии будут больше.

Задача 2.2. Определить долю депрессии при $r = 0,2; 0,5; 5$ и 10 м для условий предыдущей задачи.

Задача 2.3. Выполнить расчеты для условий предыдущей задачи для несовершенной скважины при $S = 10$ и $S = 100$.

При исследовании методом установившихся отборов можно определить приближенную проницаемость в зоне скважины, не искаженную при ее бурении и эксплуатации. Для этого нужно учесть дополнительные сопротивления, возникающие при фильтрации в призабойной зоне за счет несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия, а также вызванные изменением свойств пласта в призабойной зоне и нарушением линейного закона фильтрации жидкости.

По аналогии с коэффициентами несовершенства скважины по степени S_1 и характеру S_2 вскрытия можно ввести коэффициенты, обуславливающие дополнительные потери давления вследствие изменения проницаемости S_3 и нарушения линейности закона фильтрации S_4 . В отличие от первых трех, последний коэффициент является функцией дебита. При малых дебитах он может быть пренебрежимо мал, с увеличением дебита при определенных свойствах коллектора проявление инерционных сил становится существенным. О наличии дополнительных сопротивлений за счет нарушения линейности закона фильтрации можно судить по искривлению индикаторной линии выпуклостью к оси дебитов (рис. 2.2). Метод обработки таких индикаторных диаграмм будет рассмотрен ниже.

Общий коэффициент дополнительных потерь S является суммой коэффициентов:

$$S = C_1 + C_2 + C_3 + C_4. \quad (2.5)$$

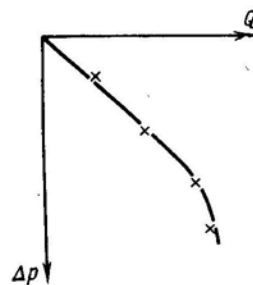
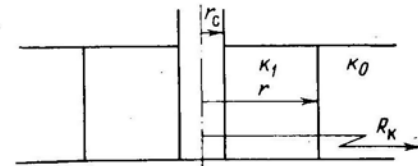


Рис. 2.2. Индикаторная линия $Q = f(\Delta p)$

Рис. 2.3. Изменение проницаемости в призабойной зоне



Его часто называют показателем скин-эффекта и определяют по данным исследования скважин при неустановившемся режиме.

Если индикаторная линия прямая, то коэффициент $C_4 = 0$; если к тому же скважина совершенна и по степени, и по характеру вскрытия, то $S = C_3$.

Если приведенный радиус скважины определять по формуле

$$r_0 = r_c e^{-S}, \quad (2.6)$$

то расчеты по (2.3) дадут нам приближенное значение проницаемости в зоне скважины, не искаженные ее влиянием. Это вызвано существенным влиянием удаленных зон пласта.

Задача 2.4. Найти степень искажения результатов определения проницаемости в призабойной зоне скважины в зависимости от радиуса этой зоны (рис. 2.3). Проницаемость пласта $k = 1$ мкм², проницаемость призабойной зоны $k_1 = 0,1$ мкм², $r_c = 0,1$ м, $R_k = 200$ м. Принять радиус призабойной зоны $r = 0,2; 1; 10$ м.

Решение. При установившейся фильтрации жидкости через зоны разной проницаемости (см. рис. 2.3) дебит можно определить по формуле

$$Q = [2\pi h (p_{пл} - p_{заб})] \left[b\mu \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{r}{r_c} + \frac{1}{k_0} \ln \frac{R_k}{r} \right) \right].$$

Данные исследования обрабатывают по формуле для однородного пласта

$$Q = [2\pi h k (p_{пл} - p_{заб})] / [b\mu \ln (R_k/r_c)].$$

Считают, что k — проницаемость призабойной зоны пласта. Приравняв правые части указанных равенств, получим

$$1/k \ln (R_k/r_c) = 1/k_1 \ln (r/r_c) + 1/k_0 \ln (R_k/r), \quad (2.7)$$

откуда

$$k/k_1 = \ln (R_k/r_c) / [\ln (r/r_c) + (k_1/k_0) \ln (R_k/r)],$$

при $r = 10$ м

$$k/k_1 = \ln (200/0,1) / [\ln (10/0,1) + (100/1000) \ln (200/10)] = 1,55.$$

Результаты расчетов проницаемости призабойной зоны при различных r приведены ниже.

r , м	0,2	1	10
k , мкм ²	0,551	0,269	0,155

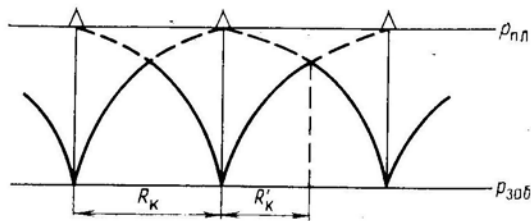


Рис. 2.4. Депрессионные воронки вокруг работающих скважин

Итак, если проницаемость призабойной зоны ухудшена при бурении или эксплуатации скважины, то ее значение, определенное по данным исследования скважины методом установившихся отборов, будет значительно выше фактического.

Задача 2.5. Определить проницаемости, получаемые при обработке данных исследования скважины при установившихся режимах фильтрации для условий предыдущей задачи, если суммарный коэффициент несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия равен 10.

Задача 2.6. Определить проницаемости, которые были бы получены при обработке данных исследований при установившихся отборах, если (см. рис. 2.3): $k_0 = 0,05$ мкм²; $k_1 = 0,4$ мкм²; $R_к = 400$ м; $r_c = 0,1$ м; $C_1 + C_2 = 3$. Значения радиусов зоны с проницаемостью k_1 принять 0,2; 1; 10 м.

При обработке данных исследования методом установившихся отборов допускают некоторую условность, принимая за $R_к$ радиус зоны дренирования данной скважины, который приблизительно равен половине среднего расстояния до ближайших скважин. Считается, что давление на забое скважины через некоторое время после ее остановки (от нескольких часов до нескольких суток) не успевает восстановиться полностью, устанавливаясь на уровне, приблизительно соответствующем давлению на круговом контуре во время работы скважины с радиусом, равным половине среднего расстояния между скважинами. Если при исследованиях методом установившихся отборов пластовое давление не замеряется и обработка ведется в координатах $Q - p_{зоб}$ (см. рис. 2.1), то правильнее за $R_к$ брать среднее расстояние между скважинами, так как $p_{пл}$, получаемое при пересечении продолжения индикаторной линии с осью давления, можно считать полностью восстановившимся (рис. 2.4). На границе зоны отбора $R'_к$ давление при работе скважин ниже, чем $p_{пл}$, которое мы получим при остановке центральной скважины, когда ее достигнут расширяющиеся воронки депрессии соседних скважин.

Задача 2.7. Определить степень изменения проницаемости, получаемой в результате обработки данных исследования, если вместо $R_к = 500$ м взять половину этого расстояния; $r_c = 0,1$ м.

Решение. Пользуясь (2.3) и обозначив все постоянные через a , получим

$$k = [Q\mu b / (2\pi h)] \ln(R_к / r_c) = a \ln(R_к / r_c).$$

Найдем отношение проницаемостей при $R_к = 250$ м (k') и $R_к = 500$ м (k); $k' / k = \ln(250 / 0,1) / \ln(500 / 0,1) = 0,92$.

Итак, уменьшение $R_к$ в два раза приводит к уменьшению проницаемости, определяемой по данным исследования скважин методом установившихся отборов менее чем на 10 %.

Задача 2.8. Постановка и условия предыдущей задачи сохраняются. Нужно решить ее при различных значениях несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия, т. е. определить влияние несовершенства скважины на отношение k' / k . Принять значения $C_1 + C_2$ равными 1, 5, 10.

Выше указывались различные причины возникновения дополнительных сопротивлений фильтрации в призабойной зоне. Показателями этих дополнительных сопротивлений являются коэффициенты, зная которые можно определить перепад давления, расходуемый на преодоление того или иного вида дополнительных сопротивлений и долю этого перепада в величине общей депрессии.

Из формулы Дюпюи определяем общий перепад давления:

$$\Delta p = [Q\mu b / (2\pi k h)] [\ln(R_к / r_c) + S]. \quad (2.8)$$

Общая депрессия при работе скважины с дебитом Q является суммой депрессии совершенной скважины, работающей с тем же дебитом

$$\Delta p_0 = [Q\mu b / (2\pi k h)] \ln(R_к / r_c) \quad (2.9)$$

и затрат давления на преодоление сопротивлений фильтрации в призабойной зоне:

$$\Delta p_d = [Q\mu b / (2\pi k h)] S. \quad (2.10)$$

Доля перепада давления на дополнительные сопротивления в общей депрессии, выраженная в процентах, определится

$$\eta = 100 \Delta p_d / \Delta p = 100 S / [\ln(R_к / r_c) + S] \%. \quad (2.11)$$

Так как общий коэффициент несовершенства скважины — это сумма коэффициентов несовершенства различного вида, то для каждого из них можно определить относительную потерю депрессии

$$\eta_i = 100 \Delta p_i / \Delta p = 100 C_i / [\ln(R_к / r_c) + S] \%. \quad (2.12)$$

Значения коэффициентов несовершенства C_1 и C_2 скважины по степени и характеру вскрытия пласта определяются по графикам В. И. Щурова (рис. 2.5, 2.6).

Задача 2.9. Диаметр скважины $D = 0,3$ м; эффективная толщина $h = 20$ м, вскрытая толщина $a = 14$ м. Определить C_1 .

Решение.

$$\alpha = h / D = 20 / 0,3 = 67, \quad \delta = (a / h) 100 \% = 70\%,$$

по графику (см. рис. 2.5) находим $C_1 = 1,4$.

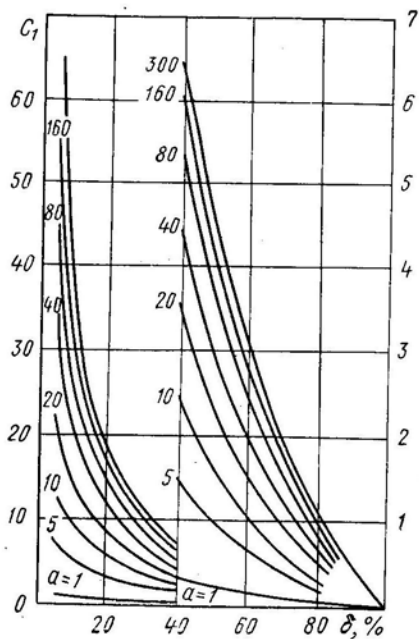


Рис. 2.5. График для определения коэффициента несовершенства скважины по степени вскрытия C_1 :

$\delta = a/h$; $\alpha = h/D$; где a — вскрытая толщина пласта; h — эффективная толщина пласта; D — внешний диаметр цементного кольца

Графики дают достаточную точность при определении коэффициента C_1 , если продуктивный пласт однороден. Если изменение проницаемости по вертикали меньше, чем по горизонтали, то определенные по графикам C_1 будут завышенными. Если же в разрезе нефтенасыщенного продуктивного пласта имеются пропластки, по которым жидкость не фильтруется, то коэффициент C_1 близок к нулю. В этом случае за эффективную принимают вскрытую (перфорированную)

толщину пласта, вычитая суммарную толщину неработающих пропластков.

Задача 2.10. Определить коэффициент C_2 , если $r_c = 0,15$ м; $l' = 30$ мм; $n = 15$ отверстий на 1 м; $d' = 11$ мм.

Решение.

$$l = l'/D = 30/300 = 0,1, \quad \alpha = d'/D = 11/300 = 0,037,$$

$$nD = 15 \cdot 0,3 = 4,5.$$

По графику (см. рис. 2.6) находим $C_2 = 3,7$.

При расчете коэффициента несовершенства скважины по характеру вскрытия наиболее трудно определима глубина перфорационных каналов. Она зависит от толщины стенок обсадных труб, толщины и прочности цементного камня, крепости породы продуктивного пласта. Ориентировочные данные о глубине перфорационных каналов получают при стендовых испытаниях перфораторов.

Коэффициент дополнительных потерь, вызванных изменением проницаемости в призабойной зоне, определяется следующей формулой:

$$C_3 = [(k_0/k_1) - 1] \ln(r/r_c). \quad (2.13)$$

Обозначения в (2.13) приведены на рис. 2.3, для ее вывода можно воспользоваться методом, сходным с рассмотренным в задаче 2.4.

Из (2.13) следует, что коэффициент C_3 может быть положительным при ухудшении свойств призабойной зоны ($k_1 < k_0$) и отрицательным, когда свойства пласта улучшены, т. е. общие потери дав-

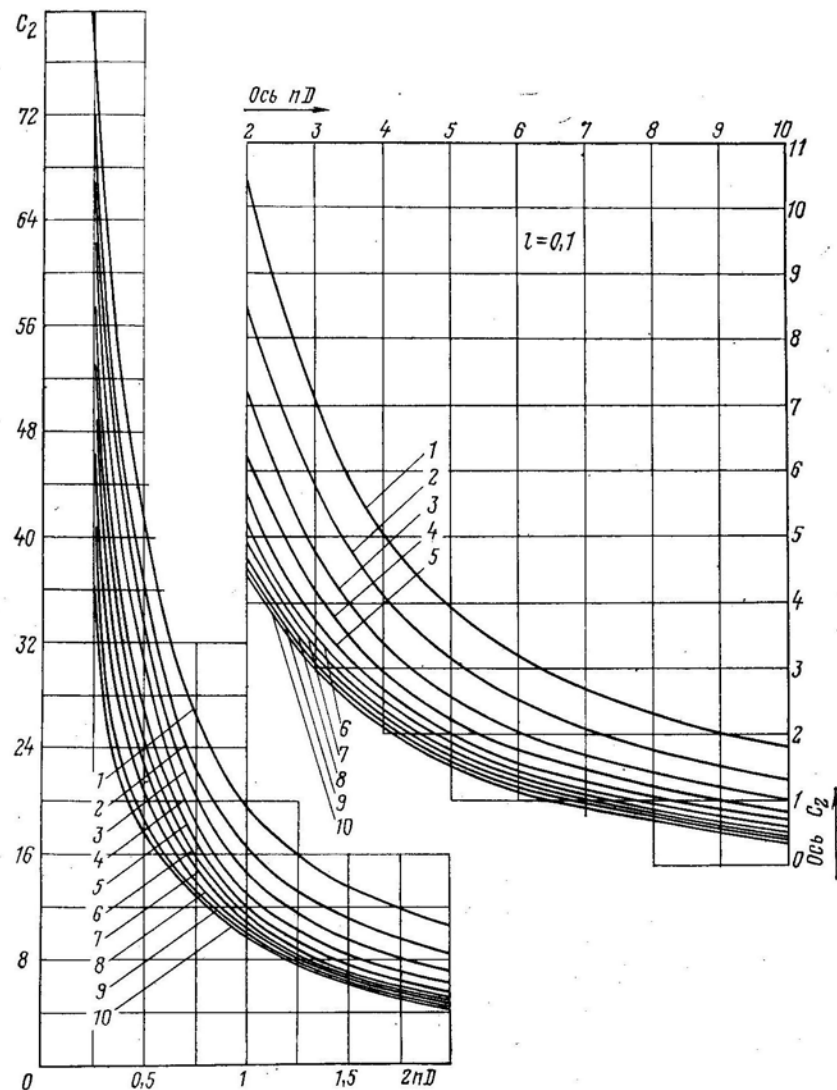


Рис. 2.6. График для определения коэффициента несовершенства скважины по характеру вскрытия C_2 :

n — число отверстий на 1 м; D — диаметр скважины по долоту, м; $l = l'/D$, где l' — глубина проникновения пуль в породу; $\alpha = d'/D$, где d' — диаметр отверстий, м; 1 — $\alpha = 0,02$; 2 — $\alpha = 0,04$; 3 — $\alpha = 0,06$; 4 — $\alpha = 0,08$; 5 — $\alpha = 0,10$; 6 — $\alpha = 0,12$; 7 — $\alpha = 0,14$; 8 — $\alpha = 0,16$; 9 — $\alpha = 0,18$; 10 — $\alpha = 0,20$

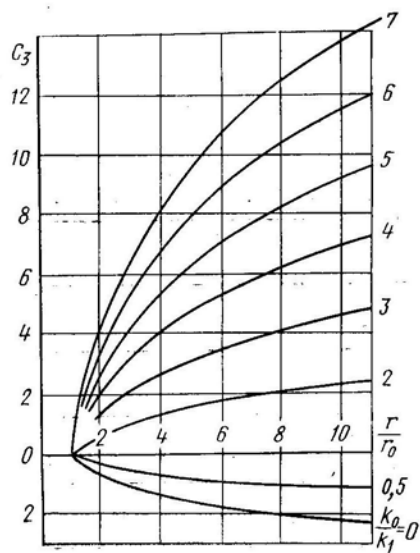


Рис. 2.7. Зависимость коэффициента дополнительных потерь C_3 вследствие изменения проницаемости в призабойной зоне от радиуса призабойной зоны и проницаемости породы

ления могут быть больше или меньше, чем в скважине, свойства призабойной зоны которой не нарушены. На рис. 2.7 приведены графики зависимости коэффициента C_3 от k_0/k_1 и r/r_c , из которых можно сделать вывод, что положительные значения коэффициента C_3 могут быть сколь угодно большими, тогда как отрицательные — ограничены кривой $k_0/k_1 = 0$, т. е. $k_1 = \infty$.

По (2.13) и графикам (рис. 2.7) нельзя определить коэффициент дополнительных потерь по проницаемости, так как нам неизвестны ни радиус зоны нарушенной проницаемости r , ни среднее значение проницаемости k_1 . Формулу для определения коэффициента C_3 можно получить, решая совместно уравнения (2.7) и (2.13)

$$C_3 = [(k_0/k) - 1] \ln (R_K/r_c), \quad (2.14)$$

где k_0 и k — проницаемость пласта в зоне скважины, определенная по КВД и по данным исследования при установившихся отборах.

По (2.14) определяют коэффициент дополнительных сопротивлений по проницаемости скважины, совершенной по степени и характеру вскрытия. Если скважина несовершенна по степени и (или) характеру вскрытия, а проницаемость призабойной зоны определена без учета этого несовершенства

$$k = Kb\mu \ln (R_K/r_c)/(2\pi h), \quad (2.15)$$

то по (2.14) находят суммарный коэффициент дополнительных сопротивлений, вызванных несовершенством по степени и характеру вскрытия и изменением проницаемости. Но и в этом случае по (2.14) можно вычислить коэффициент дополнительных потерь, вызванных только изменением проницаемости. Для этого нужно взять k_1 , определенную по (2.3), где вместо r_c используют приведенный радиус скважины, учитывающий несовершенство скважины по степени и (или) характеру вскрытия и в (2.14) вместо r_c — также приведенный радиус скважины.

Задача 2.11. Определить среднюю проницаемость призабойной зоны, если ее радиус $r = 0,3; 0,6; 0,9$ м. Скважина совершенна по степени и характеру вскрытия; $r_c = 0,15$ м; $R_K = 300$ м. При обработке КВД была получена проницаемость $k_0 = 0,32$ мкм²,

при обработке данных исследования методом установившихся отборов проницаемость $k = 0,18$ мкм².

Решение. По (2.14) находим коэффициент дополнительных потерь депрессии по проницаемости

$$C_3 = [(k_0/k) - 1] \ln (R_K/r_c) = [(0,32/0,18) - 1] \ln (300/0,15) = 5,9.$$

По графикам (см. рис. 2.7) определяем, что для $r/r_c = 2, 4$ и 6 значения k_0/k_1 будут соответственно $8,5; 5,4; 4,3$. Для радиусов призабойной зоны $r = 0,3; 0,6$ и $0,9$ м проницаемость ее k_1 будет соответственно $0,038; 0,059$ и $0,074$ мкм².

Задача 2.12. Определить относительные потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений различных видов в призабойной зоне скважины. Скважина расположена во втором эксплуатационном ряду. Расстояние между рядами 600 м, между скважинами в ряду 600 м. Радиус скважины по долоту $r_c = 0,15$ м. Продуктивный пласт однороден, его толщина 21 м, степень вскрытия 12 отверстий на 1 м, диаметр отверстий 11 мм, глубина 30 мм. На скважине проведены гидродинамические исследования обоих видов. При обработке КВД получена проницаемость $0,22$ мкм². Индикаторная линия прямая. Проницаемость призабойной зоны, определенная без учета несовершенства скважины, $0,08$ мкм².

Решение. Для определения дополнительных потерь давления в призабойной зоне вследствие нарушения линейного закона фильтрации индикаторную кривую перестраивают в координатах $Q/\Delta p - \Delta p$, определяют коэффициент продуктивности. Затем находят депрессию, при которой работала бы скважина с дебитом Q при отсутствии инерционных сил. Сравнивая эту депрессию с фактической, определяют дополнительные потери на преодоление инерционных сил, а затем по формуле типа (2.10) находят коэффициент дополнительных потерь депрессии из-за нарушения линейности закона фильтрации.

Задача 2.13. Фонтанная скважина исследована методом установившихся отборов на трех режимах. Диаметры штуцера, дебиты скважины и соответствующие им забойные давления, замеченные скважинным манометром, приведены ниже.

Диаметр штуцера, мм	Q , т/сут	$p_{заб}$, МПа	Δp , МПа
3,6	25,2	17,52	0,68
4,0	42,0	17,04	1,16
5,0	63,0	16,44	1,76

Определить коэффициент проницаемости призабойной зоны и относительную потерю депрессии на преодоление дополнительных сопротивлений различных видов в призабойной зоне.

Исходные данные: эффективная толщина пласта $h = 10$ м; среднее расстояние между скважинами 500 м; радиус скважины по долоту $r_c = 0,124$ м; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 850$ кг/м³; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 1,5$ МПа·с; объемный коэффициент нефти $b_n = 1,3$; коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия $C_1 = 1,2$;

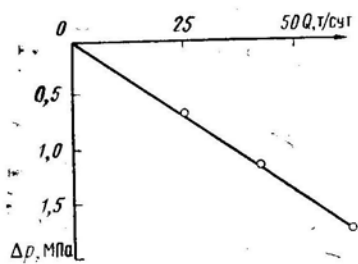


Рис. 2.8. Индикаторная линия, построенная по данным исследования скважины

$C_2 = 7,9$. Скважина исследована также при неустановившемся режиме. Пластовое давление 8,2 МПа, проницаемость пласта, полученная при обработке КВД, $k_0 = 0,785 \text{ мкм}^2$.

Решение. Зная пластовое и забойные давления, находим депрессию при каждом режиме эксплуатации, строим индикаторную линию (рис. 2.8). Беря значение дебита при депрессии в 1 МПа, определяем коэффициент продуктивности $K = Q/\Delta p = 36 \text{ т/(сут} \cdot \text{МПа)}$.

По (2.3) получим проницаемость призабойной зоны

$$k = [(Kb\mu/(\rho_{нд}2\pi h)) [\ln(R_k/r_c) + C_1 + C_2]] = \frac{36 \cdot 10^3 \cdot 10^{-6} \cdot 1,3 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3}}{850 \cdot 86400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10} \left(\ln \frac{250}{0,124} + 9,1 \right) = 0,254 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Определим коэффициент дополнительных сопротивлений по проницаемости (2.14)

$$C_3 = \left(\frac{k_0}{k} - 1 \right) \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right) = \left(\frac{0,785 \cdot 10^{-12}}{0,254 \cdot 10^{-12}} - 1 \right) \times \left(\ln \frac{250}{0,124} + 9,1 \right) = 34,9.$$

Потерю депрессии η (%) на различные виды дополнительных сопротивлений в призабойной зоне определяем по (2.12). Потери, вызванные несовершенством по степени вскрытия

$$\eta_1 = \frac{100C_1}{\ln(R_k/r_c) + C_1 + C_2 + C_3} = \frac{100 \cdot 1,2}{7,6 + 1,2 + 7,9 + 34,9} = 2,3\%.$$

Потери на преодоление дополнительных сопротивлений вследствие несовершенства скважин по характеру вскрытия $\eta_2 = 15,3\%$, вследствие ухудшения проницаемости в призабойной зоне $\eta_3 = 67,7\%$. Таким образом, коэффициент полезного использования депрессии в данной скважине η_0 равен всего 14,7%. В подобных случаях необходимо воздействие на призабойную зону.

Задача 2.14. Фонтанная скважина исследована методом установившихся отборов на четырех режимах (табл. 2.1).

Определить коэффициенты проницаемости и гидропроводности призабойной зоны и относительный расход депрессии на дополнительные сопротивления различных видов в призабойной зоне.

Исходные данные: эффективная толщина пласта 12 м; радиус зоны дренирования скважины $R_k \approx 200 \text{ м}$; радиус скважины по долоту 0,124 м; плотность дегазированной нефти 840 кг/м³; вязкость нефти в пластовых условиях 1,2 мПа·с; объемный коэффициент

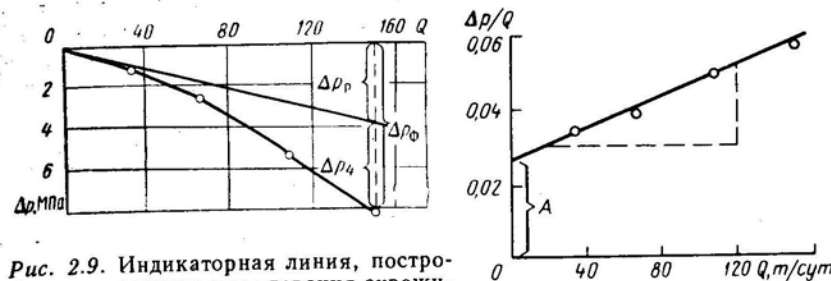


Рис. 2.9. Индикаторная линия, построенная по данным исследования скважины

Рис. 2.10. Данные исследования скважины, представленные в координатах $\Delta p/Q$ и Q

нефти 1,3. При обработке КВД определена проницаемость $k_0 = 0,175 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $p_{пл} = 20 \text{ МПа}$, $p_{нас} = 11 \text{ МПа}$.

Таблица 2.1 Данные исследования скважины при установившихся режимах

Q , т/сут	$p_{заб}$, МПа	Δp , МПа	$\Delta p/Q$, МПа·сут/т	η_0 , %	η_{1+2+3} , %	η_1 , %
34	18,84	1,16	0,034	35,3	40,5	24,2
66	17,43	2,57	0,039	30,7	35,4	33,9
108	14,71	5,29	0,049	24,4	28,4	47,2
150	11,45	8,55	0,057	21,1	24,5	54,4

Решение. По результатам исследования (см. табл. 2.1) построена индикаторная линия (рис. 2.9). Она оказалась выпуклой к оси дебитов. Так как в процессе исследований забойные давления выше давления насыщения, сделано предположение, что причиной искривления индикаторной линии является нарушение линейности закона фильтрации.

Результаты обработки данных исследования скважин при нелинейном законе фильтрации позволяют получить уравнение индикаторной линии как в двухчленной, так и степенной форме.

Чаще данные исследования обрабатывают по двухчленной формуле

$$\Delta p = AQ + BQ^2, \quad (2.16)$$

которая дает возможность определить свойства призабойной зоны пласта. В (2.16) первое слагаемое в правой части — потери депрессии на трение при фильтрации жидкости в пористой среде, второе — инерционные потери. Если инерционные потери малы и вторым членом можно пренебречь, то оставшаяся часть уравнения (2.16) является формулой Дюпюи, где коэффициент A — величина, обратная коэффициенту продуктивности.

Представив уравнение (2.16) в виде

$$\Delta p/Q = A + BQ, \quad (2.17)$$

можно определить коэффициенты A и B как параметры прямой в координатах $\Delta p/Q$ и Q .

На рис. 2.10 приведены данные исследования в координатах $\Delta p/Q - Q$ (см. табл. 2.1). Отрезок, отсекаемый прямой на оси $\Delta p/Q$, дает значение коэффициента $A = 0,026$ МПа·сут/т, угловой коэффициент $B = (0,051 - 0,03)/(120 - 20) = 0,21 \cdot 10^{-3}$ МПа·сут²/т².

Определяем коэффициент проницаемости призабойной зоны

$$k = b_{\text{н}} \ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}})/(A2\pi h) = 1,3 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3} \ln(200/0,124) \cdot 10^3 / (0,026 \cdot 10^6 \times 840 \cdot 86400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 12) = 0,081 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Находим гидропроводность пласта

$$kh/\mu = 0,081 \cdot 10^{-12} \cdot 12 / (1,2 \cdot 10^{-3}) = 0,81 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}.$$

Рассчитываем суммарный коэффициент несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия и по проницаемости

$$C_{1,2,3} = \left(\frac{k_0}{k} - 1 \right) \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} = \left(\frac{0,175 \cdot 10^{-12}}{0,081 \cdot 10^{-12}} - 1 \right) \ln \frac{200}{0,124} = 8,58.$$

При линейном законе фильтрации индикаторная линия была бы прямой с угловым коэффициентом, равным коэффициенту продуктивности. Для исследованной скважины

$$K = 1/A = 1/0,026 = 38,5 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа}),$$

индикаторная прямая, соответствующая рассчитанному коэффициенту продуктивности нанесена на рис. 2.9.

Для дебита 150 т/сут изменение депрессии вследствие нарушения линейности закона фильтрации определим как разность между фактической депрессией и рассчитанной для коэффициента продуктивности K $\Delta p_{\text{а}} = \Delta p_{\text{ф}} - \Delta p_{\text{р}} = 8,55 - 3,90 = 4,65$ МПа.

Коэффициент дополнительных потерь давления, вызванный нарушением линейности закона фильтрации, определим из уравнения

$$\Delta p_{\text{а}} = [Q\mu b_{\text{н}}/(2\pi k_0 h)] C_4. \quad (2.18)$$

$$C_4 = \frac{2\pi k_0 h \Delta p_{\text{а}}}{Q\mu b_{\text{н}}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,175 \cdot 10^{-12} \cdot 12 \cdot 4,65 \cdot 10^6 \cdot 840 \cdot 86400}{150 \cdot 10^3 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3} = 19,01.$$

Относительные потери депрессии находим по (2.12). Потери вследствие нелинейности закона фильтрации

$$\eta_{\text{а}} = \frac{100C_4}{\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}}) + C_{1,2,3} + C_4} = \frac{100 \cdot 19,01}{7,39 + 8,58 + 19,01} = 54,4 \%,$$

вследствие несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия и по проницаемости $\eta_{1,2,3} = 24,5 \%$ и собственно на сопротивление при фильтрации жидкости в продуктивном пласте $\eta_0 = 21,1 \%$.

Задачу по определению η можно решить и по-другому, непосредственно определить $\eta_{\text{а}} = 100 \Delta p_{\text{а}}/\Delta p_{\text{ф}}$ (см. рис. 2.9), а значение $100 \Delta p_{\text{р}}/\Delta p_{\text{ф}}$ распределить между $\eta_{1,2,3}$ и η_0 пропорционально величинам $C_{1,2,3}$ и $\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}})$.

Расчетные значения сведены в табл. 2.1. Как видно из табл. 2.1, дополнительные потери депрессии при нарушении линейности закона фильтрации могут быть значительными и их удельный вес возрастает с увеличением дебита.

В разобранных задачах интерпретировали данные исследования безводных скважин. Методом установившихся отборов широко исследуют и обводненные скважины, в результате чего строят индикаторную линию, если она оказывается прямой, определяют коэффициент продуктивности скважины. Проницаемость призабойной зоны обычно не определяют ввиду низкой точности результатов расчетов.

С ростом обводненности коэффициенты продуктивности скважин обычно сначала понижаются, так как суммарная фазовая проницаемость всегда меньше абсолютной, более того, возрастает фиктивная вязкость движущегося в призабойной зоне двухфазного потока. Оценить эту фиктивную вязкость с достаточной точностью очень трудно. Поэтому при обработке данных исследования обводненных скважин сразу определяется коэффициент гидропроводности

$$kh/\mu = [Kb/(2\pi)] [\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}}) + S]_{\text{а}} \quad (2.19)$$

где b — объемный коэффициент жидкости (смеси нефти и воды).

Для приблизительной оценки проницаемости призабойной зоны при фильтрации в пласте газированной жидкости данные исследования скважин методом установившихся отборов обрабатывают, используя функцию С. А. Христиановича [14].

Необходимо отметить, что довольно редки случаи, когда эксплуатационный объект представлен единым монолитным примерно однородным по свойствам пластом. Чаще всего он состоит из отдельных пропластков с различной гидропроводностью, более или менее изолированных друг от друга. Часто в один эксплуатационный объект входят продуктивные пласты, разделенные непроницаемыми породами большой толщины. Совместная эксплуатация этих пластов и пропластков в одной скважине создает условия перетоков жидкости из одного пропластка в другой. Неконтролируемые перетоки приводят к ухудшению свойств призабойной зоны отдельных пропластков, т. е. к уменьшению производительности скважин, а также к уменьшению коэффициента нефтеотдачи.

На рис. 2.11 приведены индикаторные линии эксплуатационного объекта, состоящего из двух пластов (пропластков). На рис. 2.11, а оба пропластка имеют одно и то же пластовое давление, приведенное к некоторому определенному уровню, перетоки отсутствуют при работе скважины с любой депрессией и после восстановления давления в остановленной скважине, коэффициент

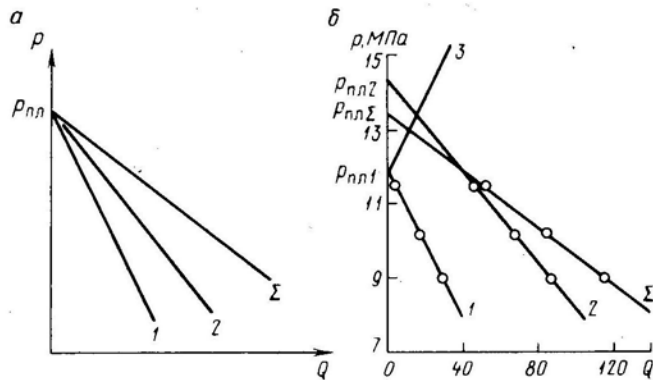


Рис. 2.11. Индикаторные линии объекта, состоящего из двух пропластков: а — с одинаковыми приведенными пластовыми давлениями $p_{пл1} = p_{пл2}$; б — с различными $p_{пл2} > p_{пл1}$

продуктивности скважины равен сумме коэффициентов продуктивности пропластков. На рис. 2.11, б рассмотрен случай, когда приведенные пластовые давления пропластков не одинаковы ($p_{пл2} > p_{пл1}$). Здесь также общую индикаторную линию (Σ) можно получить, суммируя индикаторные линии пропластков ($K_{\Sigma} = K_1 + K_2$), но перетоки между пропластками отсутствуют лишь в работающей скважине, когда забойное давление меньше $p_{пл1}$. При меньшей депрессии и в остановленной скважине жидкость, поступающая из пласта 2, поглощается пластом 1 частично или полностью.

Следует отметить, что перетоки между пропластками происходят и при равенстве пластовых давлений сразу же после остановки скважины в течение восстановления давления, если проницаемости пропластков различны. После закрытия скважины давление восстанавливается быстрее в пропластке с более высокой проницаемостью, что приводит к перетоку жидкости из скважины в пласт с меньшей проницаемостью. При разработке нефтяных месторождений встречаются оба случая (см. рис. 2.11). При хорошей гидродинамической связи и одинаковых уровнях водонефтяного контакта пропластков в эксплуатационных скважинах приведенные пластовые давления в обоих пропластках будут одинаковы вплоть до начала обводнения одного из них. В обводненных скважинах после их остановки устанавливаются перетоки из верхнего пласта в нижний.

Если пласты не имеют естественной гидродинамической связи, но система ППД у них единая (одновременная закачка воды в оба пласта одними и теми же нагнетательными скважинами), то перетоки в простаивающих эксплуатационных скважинах будут существовать в безводный период эксплуатации из нижнего пласта в верхний.

Различие в приведенных пластовых давлениях в обоих случаях обуславливается разницей плотностей воды ρ_v и нефти ρ_n и зависит от расстояния между пластами h

$$p_{пл2} - p_{пл1} = hg(\rho_v - \rho_n). \quad (2.20)$$

После обводнения одного из пластов приведенные пластовые давления становятся одинаковыми (случай ППД). Если пласты не имеют ни естественной, ни искусственной гидродинамической связи, а залежь эксплуатируется на режиме истощения, то в результате относительно большего отбора нефти из хорошо проницаемых пластов пластовое давление в них падает быстрее, чем в плохо проницаемых. Со временем различие в пластовых давлениях пластов с разной проницаемостью обычно увеличивается и может достичь большой величины.

Итак, кратковременные перетоки происходят в начальный период восстановления давления, обычно из хорошо проницаемого пласта в плохо проницаемый даже при равенстве приведенных давлений. Постоянные перетоки между пластами возможны лишь при различных приведенных пластовых давлениях в пропластках.

Использование скважинных дебитометров и расходомеров при исследовании позволяет не только определить величину и направление этих перетоков и условия их существования, но и гидропроводность и проницаемость отдельных пропластков, изменение этих параметров во времени, выявить интервал воздействия на призабойную зону.

Задача 2.15. Скважина одновременно эксплуатирует два пласта. При исследовании скважины методом установившихся отборов использовался дебитомер. Данные исследования приведены

$p_{заб}$, МПа	Q_1 , м ³ /сут	Q_2 , м ³ /сут	Q_{Σ} , м ³ /сут
11,5	4,0	47,0	51,0
10,2	16,6	67,4	84,0
9,0	28,5	86,5	115,0

Определить коэффициенты проницаемости и гидропроводности пластов, количество жидкости, поглощаемой одним из пластов при остановке скважины, минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости.

Эффективная толщина первого пласта 6 м, второго 15 м; скважина совершенна по степени и характеру вскрытия, радиус скважины 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 500 м; вязкость нефти в пластовых условиях 3 МПа·с.

Решение. По данным исследования строим индикаторные линии для первого (1) и второго (2) пластов и общую индикаторную линию (Σ) (рис. 2.11, б). Индикаторные линии прямые, поэтому точки пересечения их с осью давления позволяют определить для первого пласта $p_{пл1} = 11,9$ МПа, для второго $p_{пл2} = 14,4$ МПа, давление в остановленной скважине $p_{пл\Sigma} = 13,45$ МПа.

Установившееся давление $p_{пл\Sigma}$ можно определить графически по индикаторным линиям 1 и 2. Для пласта с меньшим пластовым давлением $p_{пл1}$ строим индикаторную прямую поглощения

3 — зеркальное отображение прямой 1. Ордината точки пересечения прямых 3 и 2 будет соответствовать давлению $p_{пл\ 2}$, а отрезок от точки пересечения до оси ординат — дебиту перетока жидкости из пласта 2 в пласт 1: $Q_{пер} \approx 15 \text{ м}^3/\text{сут}$. При $p_{заб} < p_{пл\ 2}$ приток из второго пласта будет больше, чем поглощение первым, и тем больше, чем меньше забойное давление. Наконец, при $p_{заб} = p_{пл\ 1}$ первый пласт прекратит поглощать жидкость и приток из второго пласта будет являться продукцией скважины. По рис. 2.11, б определим минимальный дебит в отсутствии поглощения $Q_{min} = 40 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Расчеты можно вести и аналитически. Зная пластовые давления и дебиты при $p_{заб} = 9 \text{ МПа}$, определим коэффициенты продуктивности пластов и суммарный

$$K_1 = Q_1 / (p_{пл1} - p_{заб}) = 28,5 / (11,9 - 9,0) = 9,83 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

$$K_2 = Q_2 / (p_{пл2} - p_{заб}) = 86,5 / (14,4 - 9,0) = 16,02 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

$$K_{\Sigma} = Q_{\Sigma} / (p_{пл\Sigma} - p_{заб}) = 115 / (13,45 - 9,0) = 25,85 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}).$$

По расчетам: $K_{\Sigma} = K_1 + K_2$.

При $p_{заб} = p_{пл\ 2}$ производительность второго пласта равна поглощению первого

$$Q'' = K_2 (p_{пл2} - p_{пл\Sigma}) = 16,02 (14,4 - 13,45) = 15,22 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q' = K_1 (p_{пл1} - p_{пл\Sigma}) = 9,83 (11,9 - 13,45) = -15,24 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{пер} \approx 15,23 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости первым пластом

$$Q_{min} = K_2 (p_{пл2} - p_{пл1}) = 16,02 (14,4 - 11,9) = 40,05 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Для определения коэффициентов гидропроводности и проницаемости пластов воспользуемся формулой Дюпюи. За R_k примем половину среднего расстояния между скважинами. Учтем, что дебит измеряли дебитометром на забое скважины.

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_1 = \frac{K_1 \ln (R_k / r_c)}{2\pi} = \frac{9,83 \ln (250 / 0,124)}{86400 \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot 3,14} = 1,38 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с});$$

$$k_1 = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_1 \frac{\mu}{h_1} = \frac{1,38 \cdot 10^{-10} \cdot 3 \cdot 10^{-3}}{6} = 0,069 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2;$$

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_2 = \frac{K_2 \ln (R_k / r_c)}{2\pi} = \frac{16,02 \ln (250 / 0,124)}{86400 \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot 3,14} = 2,25 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с});$$

$$k_2 = 0,045 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Как видно из задачи, принципы обработки данных исследования скважин методом установившихся отборов одинаковы и при наличии в скважине одного продуктивного пласта и тогда, когда этих пластов несколько.

Задача 2.16. Скважина, эксплуатирующая одновременно три нефтеносных пропластка, исследована методом установившихся

отборов. Забойные давления, суммарные дебиты и дебиты пропластков, замеренные глубинным дебитометром, приведены ниже.

$p_{заб}$, МПа	Q_1 , т/сут	Q_2 , т/сут	Q_3 , т/сут	Q_{Σ} , т/сут
15,3	22,4	6,0	61,5	89,9
15,0	34,9	9,7	71,4	116,0
14,8	44,0	13,3	78,0	135,3
14,35	58,6	18,0	90,5	167,1

Определить коэффициенты проницаемости и гидропроводности пропластков, характеристику перетоков жидкости после остановки скважины, минимальный дебит, при котором не происходит поглощение жидкости.

Эффективная толщина пластов 15, 3 и 10 м. Радиус скважины $r_c = 0,15 \text{ м}$, $R_k = 300 \text{ м}$, скважина совершенна по степени вскрытия, обсажена колонной. Плотность перфорации во всех продуктивных пропластках одинакова, $C_2 = 5$. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м^3 , вязкость нефти в пластовых условиях $2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, объемный коэффициент 1,25.

ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ИНДИКАТОРНЫХ ЛИНИЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Правильность выбора оборудования и режима работы скважины во многом определяется точностью построения индикаторной линии или вычисления коэффициента продуктивности. Для построения индикаторной линии измеряют дебит и забойное давление. Погрешность при измерении дебита существующими скважинными приборами находится в пределах 5%. Точность замера дебита на групповых установках типа «Спутник» не намного выше. Погрешности в замерах забойных давлений ниже 1% для манометра любого типа.

Если при исследовании скважины она работала не менее чем на трех режимах и режимы были установившимися, то при правильной обработке данных исследования погрешность в определении коэффициента продуктивности не должна превышать 10%.

Об установлении режима судят по стабилизации дебита. Для этого последовательно три раза измеряют дебиты, и если разница между ними и средним их значением не выходит за пределы допустимой погрешности в замерах дебита, то считают, что режим установился. Время установления режима зависит от свойств пласта и насыщающих жидкостей. Определить его можно из уравнения распространения импульса давления в пористой среде или уравнения расширения воронки депрессии [28]

$$R = 2 \sqrt{\chi t}. \quad (2.21)$$

Учитывая выражение для коэффициента пьезопроводности, получим *

$$t = R_k^2 \mu (m\beta_{ж} + \beta_c) / (4k), \quad (2.22)$$

где m — пористость пласта; $\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости; β_c — коэффициент сжимаемости пористой среды.

Пределы значений коэффициентов сжимаемости нефтей, воды и горных пород следующие (в скобках средние величины):

$$\beta_n = (7 - 140) \cdot 10^{-4}; \quad (\bar{\beta}_n = 10 \cdot 10^{-4}), \text{ МПа}^{-1};$$

$$\beta_b = (2,7 - 5) \cdot 10^{-4}; \quad (\bar{\beta}_b = 4,5 \cdot 10^{-4}), \text{ МПа}^{-1}; \quad \beta_{п} = 10^{-4} \text{ МПа}.$$

Задача 2.17. В процессе исследования изменен режим работы фонтанной скважины. Определить по результатам замеров дебит скважины после выхода ее на установившийся режим при следующих исходных данных: $R_k = 200$ м, проницаемость пласта $0,1 \cdot 10^{-12}$ м², пористость $m = 20$ %, скважина не обводнена, $\mu_n = 2$ МПа·с, $\beta_n = 10^{-3}$ МПа⁻¹.

Решение. Пользуясь (2.22), оценим время установления режима. За коэффициент сжимаемости пористой среды примем коэффициент сжимаемости породы

$$t = 200^2 \cdot 2 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 10^{-9} + 10^{-10}) / (4 \cdot 0,1 \cdot 10^{-12}) = 60\,000 \text{ с} = 16 \text{ ч } 40 \text{ мин.}$$

Последовательно проведенные через 14 ч после смены штуцера замеры дали следующие дебиты: 120, 110 и 105 т/сут. Средний дебит 112 т/сут, а максимальное отклонение замеренной величины от среднего значения больше 7 % $\left(\frac{120 - 112}{112} \cdot 100 \% \right)$. Точность замера дебита на данной групповой 4 %, режим еще не установился.

По замерам, проведенным через 20 ч после смены режима, были получены дебиты 100, 105, 98 т/сут. Средний дебит 101 т/сут, максимальное отклонение меньше 4 %. Режим установился, и дебит равен 101 т/сут.

Фактическую погрешность при замерах дебита на данной групповой установке определяют также с помощью последовательных замеров дебитов скважин. При этом режимы работы как скважины, на которой осуществляются замеры, так и окружающих скважин должны быть наверняка установившимися, т. е. до замеров они работают без смены режима несколько дней.

Итак, погрешность при построении индикаторных линий и определении коэффициента продуктивности по данным исследования скважин лежит в пределах 10 %. Точность определения проницаемости призабойной зоны (см. формулу (2.3)) гораздо ниже. При расчете проницаемости налагаются погрешности, связанные с условностью выбора значения R_k (задача 2.7), и погрешности при

* Уравнение (2.22) является по существу формулой А. Чатаса с поправкой на сжимаемость пористой среды. К. Миллер с соавторами считают, что для полной стабилизации режима требуется время в 4 раза большее [29].

определении коэффициентов несовершенства скважины, особенно коэффициента несовершенства по характеру вскрытия. Поэтому в лучшем случае проницаемость может быть определена с погрешностью до 20 %. Но это кажущаяся проницаемость призабойной зоны, искаженная влиянием соседней, ненарушенной в процессе бурения и эксплуатации зоны пласта. Истинная проницаемость призабойной зоны может в несколько раз отличаться от рассчитанной по (2.3) и зависит от расстояния, на котором свойства пласта нарушены (см. задачи 2.4—2.6).

Малая точность при определении проницаемости призабойной зоны не основание, чтобы считать это бесполезным. Сравнение проницаемостей призабойной зоны и пласта дает возможность установить качественные изменения в призабойной зоне, а степень их отличия — показатель качества вскрытия продуктивного пласта и освоения скважины. Сравнивая проницаемости призабойных зон скважин, изменение их по пропласткам и во времени, можно более обоснованно выбрать метод и интервал воздействия на призабойную зону в той или иной скважине.

Рассмотренная выше точность построения индикаторных линий или расчета коэффициента продуктивности не учитывает погрешности при определении забойного давления. Это можно делать при непосредственных замерах давления скважинными манометрами. При косвенных методах определения забойных давлений, которые мы рассмотрим ниже, погрешности могут быть значительными, что резко снижает точность построения индикаторных линий и определения коэффициентов продуктивности. Поэтому к косвенным методам нужно прибегать лишь в крайних случаях, когда забойное давление нельзя непосредственно измерить.

Фонтанный способ эксплуатации

При исследовании фонтанных скважин возможно использование трех косвенных методов определения забойного давления: расчет по устьевому давлению, по затрубному и динамическому уровням в затрубном пространстве.

Наиболее универсален первый метод. Его можно использовать для скважин с пакеровкой затрубного пространства и без; при спуске НКТ до верхних отверстий перфорации и тогда, когда башмак НКТ находится высоко над забоем, при забойном давлении выше и ниже давления насыщения.

Зная устьевое давление, дебит скважины и диаметр НКТ, газовый фактор и обводненность продукции, свойства жидкостей и газа и пластовую температуру, по одной из многочисленных методик расчета движения газожидкостной смеси по трубам, некоторые из которых приведены в разделе 5, определяют давление на уровне башмака НКТ. Если НКТ спущены до верхних отверстий перфорации, то это и будет забойным давлением, приведенным к уровню верхних отверстий. Если между башмаком НКТ и уровнем приведения забойного давления расстояние большое, то проводятся по-

добные же расчеты, но для движения газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне.

Следует отметить, что точность определения забойного давления расчетным методом невелика. Даже при правильном выборе методики расчета для условий данного месторождения различия между расчетными и фактическими забойными давлениями могут достигать 5—8 %, что может привести к погрешностям при определении коэффициента продуктивности до 25 %. Особенно возрастают ошибки при расчете забойного давления в обводненных скважинах.

Задача 2.18. Фонтанная скважина исследована на трех режимах. Дебиты скважины, устьевые и забойные давления приведены ниже.

Q , м ³ /сут	$p_{заб}$, МПа	p_y , МПа
288,7	11,20	0,88
176,5	12,00	1,11
87,1	12,63	1,26

Расчитать забойные давления по устьевым при различных режимах по методикам Ж. Оркишевского, А. П. Крылова — Г. С. Лутошкина, Ф. Поэтмана — П. Карпендера*. Расчетные забойные давления сравнить с измеренными, определить погрешность расчета.

Данные для расчетов: НКТ спущены до интервала перфорации, внутренний диаметр труб 62 мм, глубина скважины 1600 м, скважина не обводнена; плотность пластовой нефти 791 кг/м³, дегазированной 852 кг/м³; вязкость пластовой нефти 2,6 мПа·с, дегазированной 8,3 мПа·с; поверхностное натяжение на границе нефть — попутный газ $\sigma = 26 \cdot 10^{-3}$ Н/м; газовый фактор 60 м³/м³; давление насыщения 9 МПа; плотность газа 1,343 кг/м³; температура пласта 29 °С; температура на устье при $Q = 288,7$ м³/сут 20 °С.

Задача 2.19. Построить индикаторную линию по данным исследования скважины методом установившихся отборов. Забойные давления рассчитать по методике Поэтмана—Карпендера по давлениям на устье. Дебиты по жидкости и соответствующие устьевые давления приведены ниже.

Q , м ³ /сут	477,0	318,0	127,2
p_y , МПа	0,72	1,49	2,25

Данные для расчетов: глубина скважины 2150 м, длина НКТ 2130 м, внутренний диаметр 76 мм. Продукция скважины обводнена на 50 %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м³, воды 1080 кг/м³, газовый фактор 107 м³/м³, плотность газа 1,1 кг/м³. Средняя температура потока 60 °С.

Определение забойного давления по затрубному давлению и положению динамического уровня можно осуществить в фонтанных скважинах, не оборудованных пакером.

* Методики и порядок расчета изложены в гл. 5.

Если забойное давление и давление у башмака НКТ меньше давления насыщения, то выделяющийся из нефти газ частично поступает в затрубное пространство. Давление в затрубном пространстве повышается и динамический уровень понижается. При каком-то определенном, максимальном для данного режима работы скважины затрубном давлении динамический уровень достигает башмака НКТ и происходит прорыв газа в фонтанные трубы. Давление в затрубье падает, и после перекрытия башмака НКТ притекающей из пласта жидкостью снова начинает расти.

Зная максимальное давление в затрубном пространстве при работе скважины с определенным штуцером, рассчитывают давление у башмака по барометрической формуле. Оно будет равно забойному давлению, если НКТ спущены до верхних отверстий перфорации. Если между башмаком и кровлей пласта расстояние не превышает 100 м, то можно пренебречь потерями на трение при движении смеси по эксплуатационной колонне на этом участке и определить забойное давление по формуле

$$p_{заб} = p_б + (L - H) \rho_{см} g, \quad (2.23)$$

где $p_{заб}$, $p_б$ — давления на забое, у башмака скважины соответственно; L — расстояние до кровли пласта; H — длина НКТ; $\rho_{см}$ — плотность газожидкостной смеси.

Если $L - H > 100$ м, то перепад давления на этом участке рассчитывают по одной из методик, рассмотренных в разделе 5.

Задача 2.20. Определить забойное давление в фонтанной скважине по затрубному давлению на устье для следующих условий: глубина скважины $L = 1500$ м, внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D = 0,15$, длина НКТ $H = 1400$ м, затрубное давление $p_{затр} = 7$ МПа, дебит скважины 110 т/сут, обводненность 20 %, плотность пластовой нефти $\rho_{нп} = 750$ кг/м³, дегазированной $\rho_{нд} = 850$ кг/м³, плотность воды $\rho_в = 1120$ кг/м³, объемный коэффициент нефти $b_n = 1,2$, давление насыщения $p_{нас} = 11,5$ МПа, газовый фактор $\Gamma = 100$ м³/т, плотность газа по воздуху $\bar{\rho}_г = 0,8$, средний коэффициент растворимости газа $\alpha = 6$ м³/(м³·МПа), пластовая температура $t_{пл} = 60$ °С, температура потока на устье $t_y = 28$ °С.

Решение. Давление у башмака определяем по формуле

$$p_б = p_{затр} e^{0,03415 H \bar{\rho}_г / (z \bar{T}_{затр})}, \quad (2.24)$$

где $\bar{T}_{затр}$ — средняя абсолютная температура газа в затрубном пространстве; z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

$$\bar{T}_{затр} = (t_{пл} + t_y) / 2 + 273 = (60 + 28) / 2 + 273 = 317 \text{ К.}$$

$z = 0,76$, коэффициент сверхсжимаемости определяется исходя из плотности газа, для средней температуры в затрубном пространстве и давления $p_{затр}$ (см. гл. 1)

$$p_б = 7,0 e^{0,03415 \cdot 1400 \cdot 0,8 / (0,76 \cdot 317)} = 8,20 \text{ МПа.}$$