

Л.А. Гайдуков^{1,2}, Б.А. Орынбаев³

¹ Московский физико-технический институт (Национальный исследовательский университет)

² Центральная геофизическая экспедиция

³ Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

Влияние околоскважинных зон на продуктивность газовых скважин

В работе представлены различные способы моделирования ухудшения фильтрационных свойств околоскважинной зоны и её влияние на коэффициенты гидродинамического сопротивления пласта и продуктивность газовых скважин. Фазовая проницаемость считалась зависящей не только от сжимаемости пласта и эффекта засорения, но и от градиента давления и несовершенства вскрытия пласта по толщине.

Ключевые слова: кольматация, заземление, несовершенство скважин по вскрытию, околоскважинная зона.

I. Введение

С ростом энергетических затрат России и возрастающим спросом на мировом рынке энергоресурсов возникает необходимость увеличения темпов добычи углеводородов. Большинство месторождений России относится к категории месторождений с трудно извлекаемыми запасами или находятся в конечной стадии разработки. Разработка таких месторождений традиционными методами мало эффективна. Создание принципиально новых методов рационального извлечения углеводородов требует более глубокого понимания процессов, происходящих в пласте. В статье проведено исследование влияния околоскважинных зон (ОЗ) на продуктивность газовых скважин и коэффициенты гидродинамического сопротивления (КГС) пласта. Определение КГС является важнейшей задачей, определяющей динамику добычи газа, продуктивность и правильность интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин. Существует много факторов, искажающих форму индикаторных кривых и вносящих погрешность в результаты определения КГС. К ним относятся: кольматация ОЗ, деформация пласта вследствие бурения, эффекты заземления газа, несовершенство вскрытия пласта и т.д. Учёт влияния этих процессов в существующих методах стационарной и нестационарной фильтрации газа ранее не производился. Для определения КГС и анализа их изменения вследствие проявления эффектов ухудшения свойств ОЗ авторами создана численная модель фильтрации газа по двучленному закону. На основе этой модели в статье проведено исследование влияния сложно построенных ОЗ на КГС и показано, что процессы ухудшения фильтрационных свойств ОЗ оказывают существенное воздействие на КГС пласта.

II. Фильтрационная модель околоскважинной зоны

В работе фильтрационная модель ОЗ построена на основе двучленного уравнения фильтрации газа:

$$\frac{dp^2}{dr} = \frac{\eta \cdot p_{\text{атм}} Q}{rk(r,p) \cdot 2\pi \cdot h(r) \rho_{\text{атм}}} + \frac{\beta \cdot p_{\text{атм}} Q^2}{r^2 \sqrt{k(r,p)} 4\pi^2 h(r)^2 \rho_{\text{атм}}}, \quad (1)$$

с граничными условиями на забое и контуре:

$$p|_{r=r_c} = p_c, p|_{r=r_k} = p_k, \quad (2)$$

где Q — продуктивность скважины, h — эффективная толщина, k — проницаемость флюида, β — параметр, зависящий от структуры порового пространства, $\rho_{\text{атм}}$ — плотность газа при атмосферном давлении, r_c — радиус скважины, r_k — радиус контура, η — вязкость. Моделирование процессов, ухудшающих фильтрационные свойства ОЗ, производилось посредством представления функции фазовой проницаемости в виде: $k(r,p) = k_0 A(r) f(p) f_n(r)$, где функция $A(r)$ моделирует процесс кольматации ОЗ, $f(p)$ — влияние сжимаемости породы пласта, $f_n(r)$ — процесс осушки ОЗ. Несовершенство вскрытия пласта моделировалось введением зависимости эффективной толщины пласта от радиуса $h(r)$. Влияние каждого из этих факторов на КГС рассмотрено в следующих пунктах статьи.

III. Кольматация околоскважинной зоны

В случае, когда пласт не подвержен техногенным изменениям $k(r,p) = k_0$, уравнение фильтрации (1) легко решается аналитически и приводится к виду (3). Индикаторная кривая спрямляется в координатах $\Delta p^2/Q = f(Q)$ и КГС. A_0, B_0 определяются стандартным образом по формулам (4)

и (5):

$$p_k^2 - p_c^2 = Q \cdot A_0 + Q^2 \cdot B_0, \quad (3)$$

$$A_0 = \frac{\eta p_{\text{атм}}}{2\pi H k_0 \rho_{\text{атм}}} \ln \frac{r_k}{r_c}, \quad (4)$$

$$B_0 = \frac{\beta p_{\text{атм}}}{4\pi^2 H^2 \sqrt{k_0} \rho_{\text{атм}}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k} \right). \quad (5)$$

В процессе бурения частицы шлама вместе с буровым раствором проникают в околоскважинное пространство, ухудшая фильтрационные свойства коллектора, и, как следствие, оказывают влияние на КГС. В работе влияние процессов засорения моделировалось введением функции $A(r)$ в формулу для коэффициента фазовой проницаемости газа. В этом случае уравнение фильтрации (1) также разрешается аналитически и определяются КГС через соответствующие интегральные функции (6) и (7), где $r_{\text{пр}}$ — радиус зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Кроме того, определяются коэффициенты добавочного сопротивления S_a , S_b , характеризующие степень кольматации околоскважинной зоны (8–9):

$$\Psi(r_c, r_{\text{пр}}) = \int_{r_c}^{r_{\text{пр}}} \frac{dr}{rA(r)}, \quad (6)$$

$$\Phi(r_c, r_{\text{пр}}) = \int_{r_c}^{r_{\text{пр}}} \frac{dr}{r^2 \sqrt{A(r)}}, \quad (7)$$

$$A = \frac{\eta p_{\text{атм}}}{2\pi H k_0 \rho_{\text{атм}}} \left(\Psi(r_c, r_{\text{пр}}) + \ln \frac{r_k}{r_{\text{пр}}} \right) = \\ = \frac{\eta p_{\text{атм}}}{2\pi H k_0 \rho_{\text{атм}}} \left(\ln \frac{r_k}{r_c} + S_a \right),$$

$$B = \frac{\beta p_{\text{атм}}}{4\pi^2 H^2 \sqrt{k_0} \rho_{\text{атм}}} \left(\Phi(r_c, r_{\text{пр}}) + \frac{1}{r_{\text{пр}}} - \frac{1}{r_c} \right) = \\ = \frac{\beta p_{\text{атм}}}{4\pi^2 H^2 \sqrt{k_0} \rho_{\text{атм}} r_c} \left(1 - \frac{r_c}{r_k} + S_b \right),$$

$$S_a = \Psi(r_c, r_{\text{пр}}) + \ln \frac{r_k}{r_{\text{пр}}} - \ln \frac{r_k}{r_c}, \quad (8)$$

$$S_b = r_c \cdot \Phi(r_c, r_{\text{пр}}) + \frac{r_c}{r_{\text{пр}}} - 1. \quad (9)$$

Из экспериментальных исследований известно [1], что проницаемость ОЗ зависит от расстояния до скважины, и эта зависимость имеет вид кривой выпуклой к оси проницаемости. В работе влияние процессов засорения моделировалось введением функции $A(r)$ в формулу для коэффициента фазовой проницаемости газа. Ранее радиальная зависимость проницаемости ОЗ рассматривалась в виде ступенчатой функции или в виде степенной с показателем (1; 2; 1/2) [2]. Нами же предлагается использовать функцию $A(r)$, полученную из данных каротажа при помощи усреднения методом вероятностных сверток [3]. Такой

подход к определению $A(r)$ является более обоснованным. На рис. 1 показано сравнение предлагаемого профиля с использовавшимися ранее. Очевидно существенное отличие между ними, отражающееся на КГС.

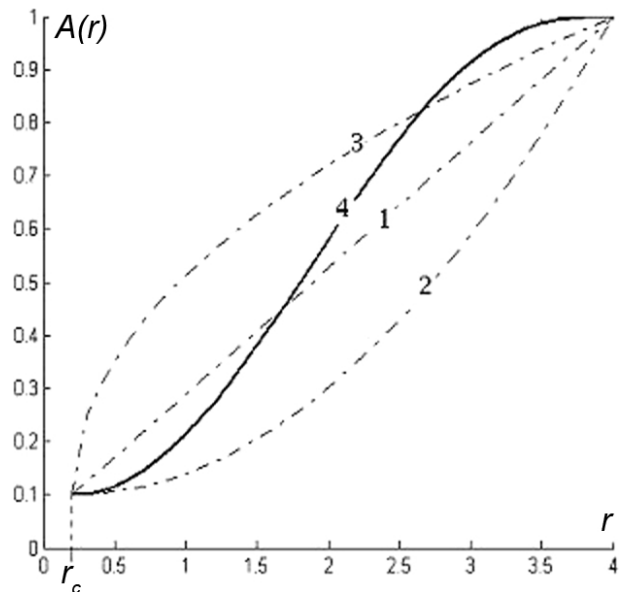


Рис. 1. Сравнение различных $A(r)$; 1 — линейная, 2 — квадратичная, 3 — корневая, 4 — полученная из ГИС

В работе построены зависимости относительных (загрязнённый / чистый) КГС и добавочных КГС от радиуса зоны кольматации для различных видов радиальной функции засорения $A(r)$, представленных на рис. 1. Из рис. 2 и 3 видно, что вид зависимости $A(r)$ существенно влияет как на относительные КГС, так и на добавочные КГС. Поэтому корректное определение радиального профиля засорения является важнейшей задачей.

IV. Влияние несовершенства вскрытия пласта по толщине

Влияние несовершенства вскрытия пласта по толщине моделировалось введением радиальной зависимости эффективной толщины $h(r)$, которая была выведена из анализа изменения линий тока в ОЗ [4]. Расчёты показывают, что несовершенство скважины не сказывается на форме линии тока на расстоянии $r > (0,5-1,0)H$, где H — толщина пласта. В зоне $r < L$, где сказывается несовершенство скважины, форма линий тока принимается такой, какой она была бы в пласте переменной мощности $h(r)$, которая меняется по степенному закону $h(r) = \varepsilon + \chi r^n$, где коэффициенты ε и χ определяются из граничных условий на подошве пласта и на забое скважины.

Аналогично п. 2 аналитически решается фильтрационное уравнение для несовершенного по глубине вскрытия пласта при помощи введения интегральных функций (10) и (11), где z — толщина зоны перфорации, L — характерное расстояние, на котором происходит искривление линий тока. Так-

же определяются КГС и добавочные КГС, характеризующие несовершенство пласта по глубине вскрытия для различных форм линий тока (12,13):

$$\Psi^*(r_c, L, z) = \int_{r_c}^L \frac{dr}{rh(r)}, \quad (10)$$

$$\Phi^*(r_c, L, z) = \int_{r_c}^L \frac{dr}{r^2 h(r)^2}, \quad (11)$$

$$A = \frac{\eta p_{\text{атм}}}{2\pi k_0 \rho_{\text{атм}}} \left(\Psi^*(r_c, L, z) + \frac{1}{H} \ln \frac{r_k}{L} \right) =$$

$$= \frac{\eta p_{\text{атм}}}{2\pi k_0 H \rho_{\text{атм}}} \left(\ln \frac{r_k}{r_c} + C_a \right),$$

$$B = \frac{\beta p_{\text{атм}}}{4\pi^2 \sqrt{k_0} \rho_{\text{атм}}} \left(\Phi^*(r_c, L, z) + \frac{1}{H^2} \left(\frac{1}{L} - \frac{1}{r_k} \right) \right) =$$

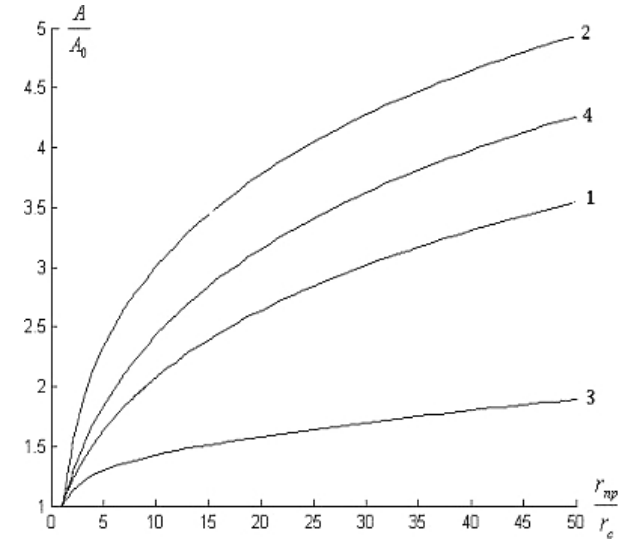


Рис. 2. Зависимости относительных КГС от радиуса зоны кольматации для различных $A(r)$

$$= \frac{\beta p_{\text{атм}}}{4\pi^2 H^2 \sqrt{k_0} \rho_{\text{атм}} r_c} \left(1 - \frac{r_c}{r_k} + C_b \right) C_a =$$

$$= H \cdot \Psi^*(r_c, L, z) + \ln \frac{r_k}{L} - \ln \frac{r_k}{r_c}, \quad (12)$$

$$C_b = H^2 r_c \cdot \Phi^*(r_c, L, z) + \frac{r_c}{L} - 1. \quad (13)$$

В работе построены зависимости относительных и добавочных КГС от толщины зоны перфорации (рис. 4, 5) для различных значений показателя n , определяющего кривизну линии тока. Из графиков видно, что форма линий тока в ОЗ и толщина зоны перфорации оказывают существенное влияние как на относительные, так и добавочные КГС.

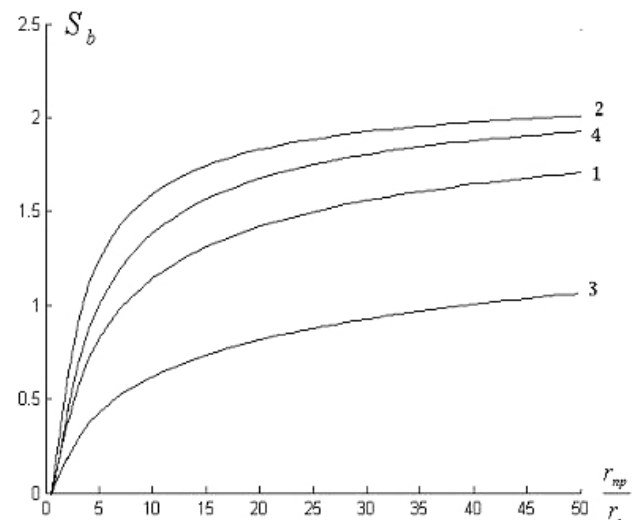
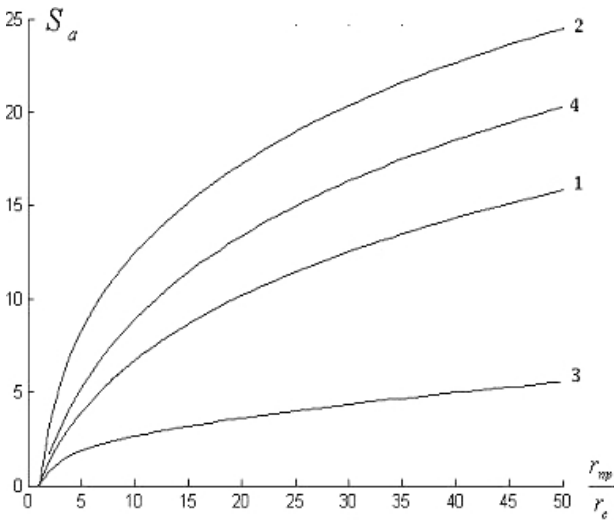
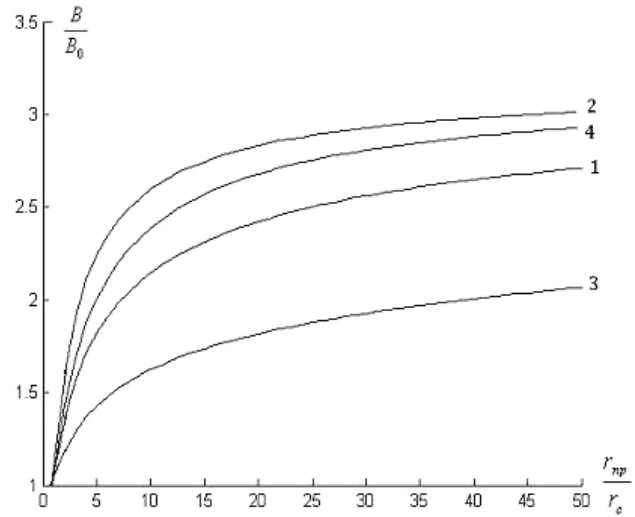


Рис. 3. Зависимости добавочных КГС от радиуса зоны кольматации для различных $A(r)$

V. Влияние сжимаемости пласта

Влияние сжимаемости породы пласта моделировалось посредством введения функции $f(p)$ в

формулу фазовой проницаемости газа. Опытные данные показывают, что графики зависимости проницаемости от давления имеют вид кривых, выпуклых к оси $k(p)/k_0$. Для этих кривых можно подобрать различные аналитические представле-

ния. Наиболее употребительной зависимостью является зависимость вида: $k/k_0 = \exp(-\alpha(p_k - p))$, где p и p_k текущее давление и давление на контуре, α — коэффициент изменения проницаемости (МПа^{-1}). Для чисто гранулярных пластов используют зависимость $k(p)/k_0 = (p/p_k)^\gamma$,

где γ — безразмерный коэффициент изменения проницаемости пласта. Для чисто трещинного типа пористости был установлен следующий вид зависимости проницаемости от давления: $k(p)/k_0 = (1 + B \ln(p/p_k))^3$, где B — безразмерный коэффициент изменения проницаемости пласта.

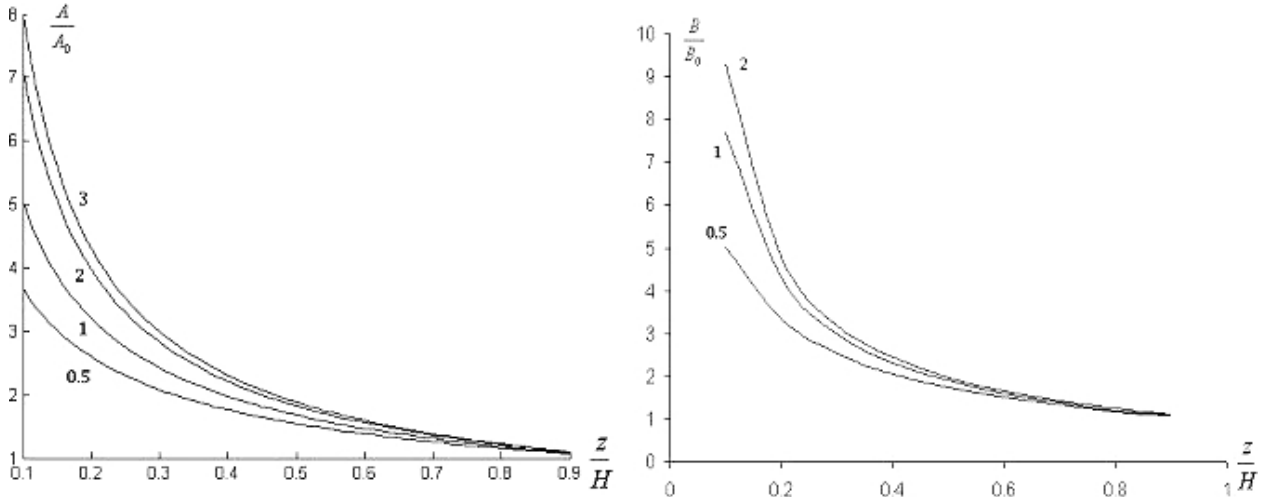


Рис. 4. Зависимости относительных КГС от толщины зоны перфорации для различных n

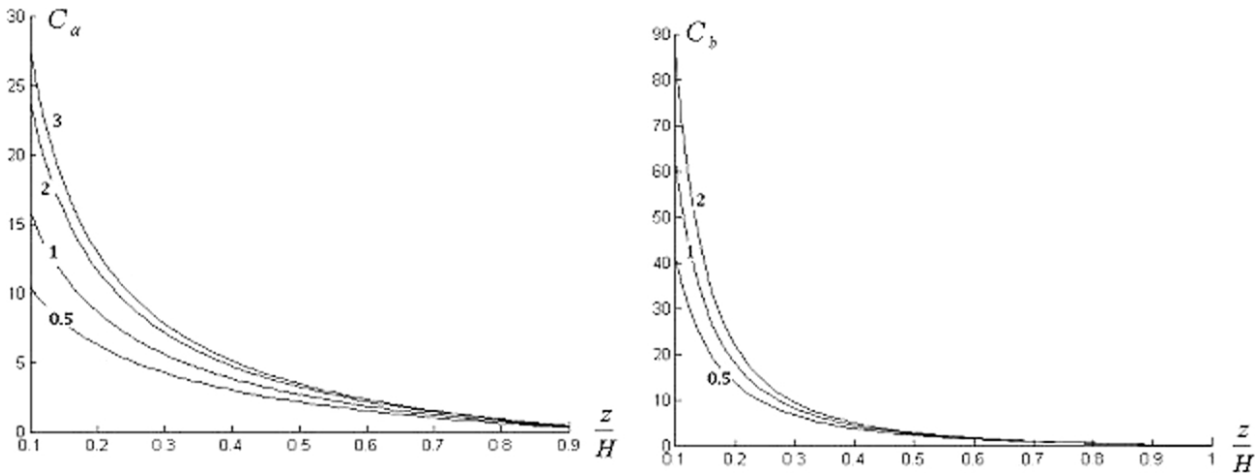


Рис. 5. Зависимости добавочных КГС от толщины зоны перфорации для различных n

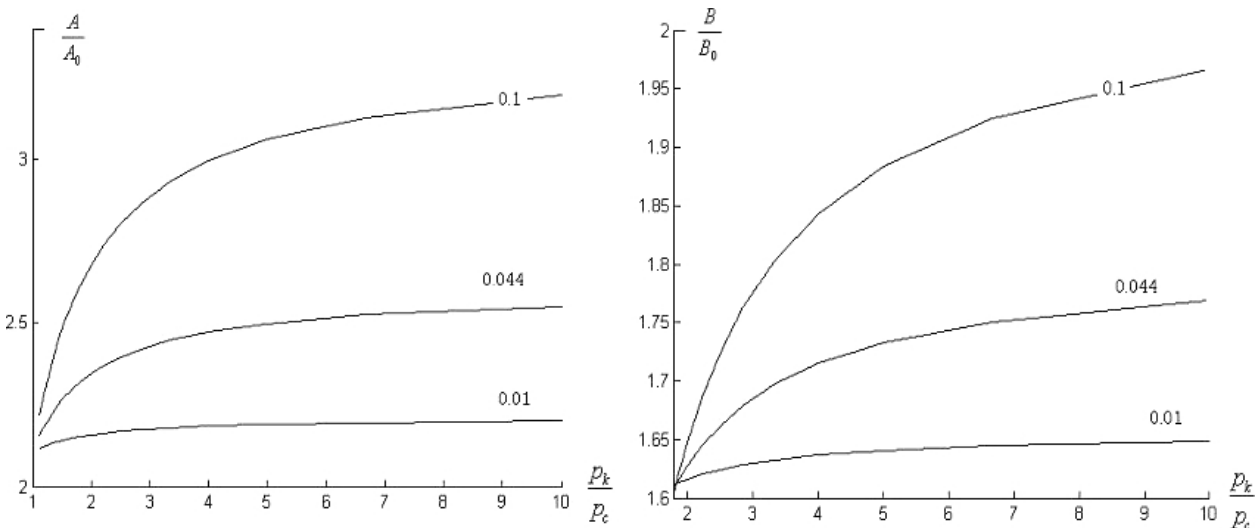


Рис. 6. Зависимости относительных КГС для различных коэффициентов сжимаемости

В случае сжимаемого пласта проницаемость является функцией давления, при этом уравнение фильтрации (1) не имеет аналитического решения в общем виде. Индикаторные кривые в этом случае оказываются выпуклыми к оси дебитов как в координатах $Q(\Delta p^2)$, так и в $\Delta p^2/Q = f(Q)$. Следовательно, для определения КГС необходимо использовать приближённые методы [5]. В случае, когда имеется некоторый набор данных по проницаемости от давления, применяется метод обычного среднеарифметического усреднения. Но в случае, когда существует функциональная зависимость $k(p)$, необходимо использовать интегральное усреднение. При этом уравнение фильтрации (1) переходит в уравнение (6), из которого определяются промежуточные КГС A^* и B^* . После чего, зная функцию проницаемости от давления, определяем искомые КГС A и B (15, 16):

$$p_k^2 - p_c^2 = Q \cdot \frac{\eta p_{\text{атм}}}{2\pi H \rho_{\text{атм}} k(p)} \ln \frac{r_k}{r_c} + Q^2 \frac{\beta p_{\text{атм}}}{4\pi^2 H^2 \rho_{\text{атм}} \sqrt{k(p)}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k} \right), \quad (14)$$

$$A^* = \frac{\eta p_{\text{атм}}}{2\pi H \rho_{\text{атм}}} \ln \frac{r_k}{r_c} \rightarrow A = \frac{A^*}{k(p)}, \quad (15)$$

$$B^* = \frac{\beta p_{\text{атм}}}{4\pi^2 H^2 \rho_{\text{атм}}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k} \right) \rightarrow B = \frac{B^*}{\sqrt{k(p)}}. \quad (16)$$

В работе проведена обработка индикаторных кривых вышеизложенным методом при различных коэффициентах сжимаемости и для различных типов коллекторов. Построены графики зависимостей КГС от приведённого давления (рис. 6, 7), из которых видно, что тип коллектора и значение коэффициента сжимаемости оказывают сильное влияние на КГС.

VI. Влияние заземления флюида

Промывка газового пласта обуславливает формирование остаточной промывочной водонасыщенности (ОПВН) в окрестности добывающей

скважины. Традиционно ОПВН считалась фиксированной величиной, зависящей от коллекторских свойств пласта [6]. В то же время анализ состояния остаточной воды в промытых пластах показал, что в гидрофильных пластах ОПВН зависит от гидродинамических условий вытеснения, то есть от капиллярного числа $N_c = k \phi \Delta p / (\sigma L)$. При изменении отношения гидродинамического градиента давления к капиллярному происходит последовательная смена режимов вытеснения флюида. Радиальный профиль фазовой проницаемости $f_n(r)$, учитывающий уменьшение ОПВН в процессе осушки ОЗ, выражается степенной зависимостью (9), где $(r_1; r_d)$ — интервал, в котором происходит капиллярно-напорный режим вытеснения:

$$f_n(r) = \begin{cases} f_1, & r < r_1, \\ BN_c^\delta, & r_1 < r < r_d, \\ f_2, & r > r_d. \end{cases} \quad (17)$$

Как и в случае сжимаемого пласта, при осушке ОЗ уравнение фильтрации не имеет аналитического решения. Поэтому в работе был подобран численный метод и реализован механизм определения радиуса r_1 при заданном r_d . Индикаторные кривые при различных степенях градиента δ , построенные в координатах $\Delta p^2/Q = f(Q)$, выпуклы к оси дебитов, поэтому, как и при учете сжимаемости, необходимо использовать приближённый метод определения КГС. Используемый для этого интегральный метод усреднения аналогичен методу, используемому в п. 4 с той лишь разницей, что производилось усреднение градиента давления.

В работе проведена обработка индикаторных кривых при различных значениях показателя степени градиента. Построены графики зависимостей КГС от приведённого давления. Из представленных на рис. 8 графиков видно, что процесс осушки ОЗ существенно влияет на КГС.

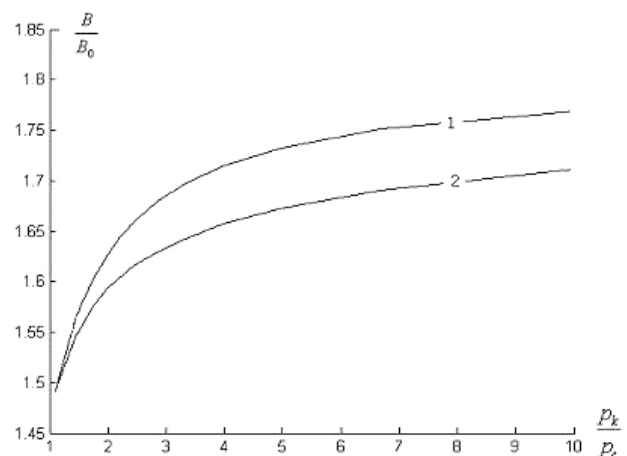
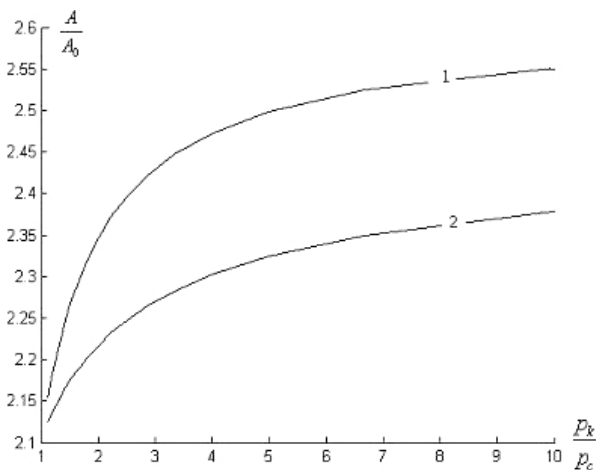


Рис. 7. Зависимости относительных КГС для различных типов коллекторов

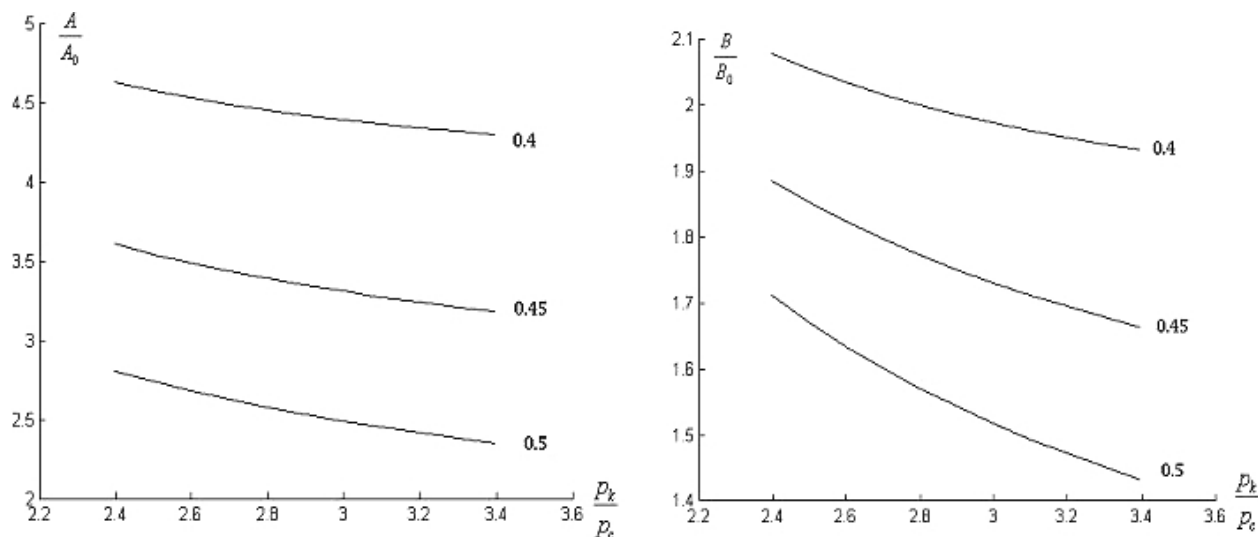


Рис. 8. Зависимости КГС для различных степеней градиента давления; 1 — гранулярный, 2 — трещинный

VII. Выводы

1. Решена задача о радиальном притоке газа к вертикальной скважине с техногенно изменённой ОЗ.

2. Получены аналитические представления КГС для загрязнённого и несовершенно вскрытого по толщине пласта.

3. Предложена схема определения КГС с помощью методов интегрального усреднения при различных механизмах поражения пласта.

4. Построены зависимости КГС от определяющих параметров, из которых видно, что процессы техногенного изменения ОЗ оказывают значительное воздействие на КГС пласта.

Литература

1. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981.

2. Михайлов Н. Н., Зайцев М.В. Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 1.

3. Гайдуков Л.А. Моделирование процессов фильтрации в призабойной зоне газоносного пласта // Тезисы докладов VI международной научно-практической конференции «Геофизика-2007». — СПб., 2007. — С. 184–185.

4. Чарный И.А. Подземная гидродинамика. — М.: Гостоптехиздат, 1963.

5. Гриценко А.И., Алиев З. С., Ермилов О. М., Ремизов В. В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. — М.: Наука, 1995.

6. Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. — М.: Недра, 1996.

Поступила в редакцию 23.12.2007.