

# ФИЛЬТРАЦИЯ В ТЕХНОГЕННО ИЗМЕНЕННЫХ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ СКВАЖИН

М.В. Зайцев<sup>1</sup>, Н.Н. Михайлов<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>ИПНГ РАН, <sup>2</sup>РГУ им. И.М. Губкина, e-mail: zai80@list.ru

## 1. ПРИЧИНЫ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ В ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ И ТИПЫ ПОРАЖЕНИЯ ПЛАСТА

При сооружении и эксплуатации скважин в части нефтегазового пласта, прилегающей к скважине, происходят техногенные изменения природных фильтрационных свойств и формируется система околоскважинных зон (ОЗ) с особыми условиями фильтрации [6]. Околоскважинные зоны обуславливают изменение законов фильтрации, значительные потери пластовой энергии и снижение природной продуктивности пласта. Для увеличения продуктивности скважин разработан широкий набор методов и технологий воздействия на околоскважинную зону. Однако эти методы и технологии не учитывают нелинейную фильтрацию, связанную с радиальными изменениями проницаемости в околоскважинных зонах, с зависимостью проницаемости по целевому флюиду от фильтрационного уплотнения и действующего градиента давления в техногенно измененных околоскважинных зонах. Нелинейная фильтрация и комплексный механизм поражения пласта и изменений состояний околоскважинных зон в различных геолого-технологических условиях обуславливают низкую эффективность существующих технологий интенсификации добычи.

Несмотря на все многообразие околоскважинных процессов, имеется определенная общность механизмов ухудшения фильтрационных свойств пласта. Основным механизмом поражения пласта в околоскважинной области заключается в блокировке части внутрипорового пространства твердыми частицами [1]. Здесь задействованы такие факторы, как техногенные изменения природной микроструктуры пласта в результате проникновения в него частиц технологических жидкостей, отложение смол и асфальтенов в порах, диспергирование глинистых минералов слабоминерализованными растворами, отложение осадка в порах, минерализация, засорение пор в результате воздействия бактерий и химических реакций и др. Эти факторы влияют на формирование системы ОЗ на этапах сооружения и освоения скважин и определяют закономерности фильтрации на этапе эксплуатации скважин. Другие факторы – фильтрационное сжатие скелета пористой

среды при создании депрессии на пласт, колебания температуры при применении тепловых методов воздействия на ОЗ – обуславливают термобарические напряжения и могут привести к изменению проницаемости ОЗ (например, разработка месторождения Зыбза [1]). Таким образом, изменение природной проницаемости пласта в околоскважинной области носит комплексный многофакторный характер.

## 2.. МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА В ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ

Проницаемость по целевому флюиду в ОЗ определяется структурой порового пространства, насыщенностью порового пространства неподвижными (остаточными) фазами, соотношением насыщенности целевого и попутного флюидов, типом смачивания и некоторыми другими факторами. В процессе сооружения и опробования скважин происходят изменения практически всех вышеперечисленных факторов, и на этапе эксплуатации скважин в околоскважинных зонах формируется новая техногенная целевая проницаемость. При однофазной фильтрации проницаемость по целевой фазе будет определяться изменениями микроструктуры и неподвижной насыщенности в околоскважинных зонах.

Традиционно изменение проницаемости пласта в ОЗ под влиянием первой группы факторов (загрязнение) описывалось введением ступенчатой функции. Проницаемость в околоскважинной зоне пласта была постоянной и отличалась от проницаемости остальной части пласта. Однако многочисленные исследования показали, что характер изменения проницаемости в околоскважинной зоне вследствие загрязнения может быть описан различными законами [6]. Для получения решений, которые могут быть применены для любого случая, будем описывать обобщенное влияние загрязнения общей функцией координат  $A(x, y, z)$ , в радиально-симметричном случае это будет функция радиуса  $A(r)$ .

Таким образом, влияние засорения на проницаемость будет выражаться формулой [4]:

$$\frac{k(r)}{k_0} = \begin{cases} A(r), & r_c < r < r_{\text{сз}} \\ 1, & r_{\text{сз}} < r < r_k \end{cases}, \quad (2.1)$$

где  $k_0$  – целевая проницаемость незагрязненного пласта,  $r_c$  и  $r_k$  – радиусы скважины и контура питания,  $A(r)$  – безразмерная функция, описывающая изменение проницаемости

по радиусу зоны загрязнения  $r_{вз}$  – расстоянию, на котором природная проницаемость пласта и проницаемость загрязненной зоны совпадают.

*Влияние фильтрационного уплотнения скелета породы на проницаемость.* Фильтрационная деформация скелета породы  $\sigma_{ij}$  определяется двумя факторами: существующими горными напряжениями и деформацией вследствие изменения текущего пластового давления  $p$  [13], т.е.

$$k = k_0 f^*(\sigma_{ij}, p). \quad (2.2)$$

Напряженное состояние околоскважинной области пласта формируется под действием горного давления в результате концентрации напряжений в окрестности скважины. Это приводит к изменению напряжений в радиальном направлении. Измененное напряженное состояние формируется на этапах сооружения, заканчивания и опробования скважин. При эксплуатации скважин эффект напряженного состояния в окрестности скважин проявляется через унаследованное от предыдущих этапов распределение напряжений в зависимости от координат (или радиуса в радиально-симметричном случае), а значит, функция  $f^*$  при эксплуатации скважин с постоянной депрессией может быть разделена на две, зависящие только от радиуса и давления; поэтому соотношение (2.2) будет иметь вид:

$$k = k_0 f^*(\sigma_{ij}(r), p). \quad (2.3)$$

Теперь рассмотрим изменение проницаемости при изменении пластового давления.

Для учета влияния изменения давления на проницаемость используются различные законы зависимости проницаемости от перепада давления, например экспоненциальный, степенной и др. [2, 8]. Специальные исследования показали, что для разных типов пластов зависимость проницаемости от давления может иметь и иной характер, в том числе немонотонный [9, 12]. В общем случае для любого типа пластов будем рассматривать зависимость проницаемости от изменения давления и в обобщенном виде с помощью функции  $f(p)$ , где  $f(p)$  – любая монотонная или немонотонная функция:

$$k / k_0 = f(p). \quad (2.4)$$

С учетом (2.3) и (2.4) соотношение (2.2) может быть представлено в виде

$$k = k_0 f_\sigma(r) f(p), \quad (2.5)$$

где  $f_\sigma(r)$  – функция, не зависящая от текущего давления.

*Влияние температуры.* Зависимость проницаемости от температуры, согласно [10], может быть представлена в виде

$$k^* = k(T_0) \exp \left[ -\frac{(3-\bar{m})}{\bar{m}} \beta (T - T_0) \right], \quad (2.6)$$

где  $m$  – средняя пористость,  $\beta$  – const.

Причем температура может зависеть от координат для радиально-симметричного случая  $T=T(r)$ .

Тогда на основе соотношений (2.1), (2.5), (2.6) получим выражение для проницаемости по фильтрующей фазе с учетом поражения околоскважинной зоны пласта и температурного изменения в виде

$$k = k^*[T(r)] f_\sigma(r) f(p) A(r). \quad (2.7)$$

Таким образом, функция учета радиального изменения проницаемости, помимо загрязнения, будет включать в себя изменение проницаемости вследствие различий коэффициентов температурного расширения слагающих пласт минералов и изменения напряжений в околоскважинной зоне.

$$A^* = A(r) f_\sigma(r) \exp \left[ -\frac{3-\bar{m}}{\bar{m}} \beta (T(r) - T_0) \right]. \quad (2.8)$$

Подставляя полученное выражение в (2.7), получим

$$k = k_0 f(p) A^*(r). \quad (2.9)$$

Соотношение (2.9) справедливо в случае, когда определяющие процессы загрязнения, деформации и теплообмена уже реализовались на этапах сооружения

скважины, а процессы изменения проницаемости при изменении давления контролируются текущими режимами работы скважины.

*Влияние заземления флюидов.* Как уже было отмечено выше, еще одним фактором, влияющим на проницаемость околоскважинной зоны, является насыщение порового пространства неподвижными флюидами.

В природном состоянии количественные характеристики неподвижных фаз (вода, нефть) контролируются физико-химическими процессами, протекающими в геологическом времени (сотни тысяч лет). Эти значения стабилизировались, и показатели остаточных (реликтовых) неподвижных насыщенных связаны только с геологическими особенностями строения коллекторов. При сооружении скважин и в процессе проведения соответствующих геолого-технологических мероприятий происходят процессы вытеснения нефти фильтрами технологических жидкостей и, наоборот, фильтратов технологических жидкостей – нефтью. Процессы фильтрации приводят к образованию капиллярно-заземленных (неподвижных) фаз, которые отсутствовали в природном состоянии.

Обобщение экспериментальных исследований позволяет определять режимы фильтрации и образования заземленных фаз [5, 14]. Первый (капиллярный режим) характеризуется постоянным значением остаточной насыщенности при малых значениях капиллярного числа. При достижении капиллярным числом критического значения  $N_{c1}$  гидродинамический напор на крупные глобулы становится больше капиллярных сил и они начинают дробиться, при этом часть мелких глобул становится подвижной. И остаточная (неподвижная) нефтенасыщенность уменьшается (капиллярно-напорный режим). При достижении критического значения  $N_{c2}$  вся капиллярно-заземленная нефть вымывается из пористой среды (автомодельный режим). В широком диапазоне изменения проницаемости (от 40,8 до 2190 мД) величина  $N_{c1}$  составляет  $2.7 \cdot 10^{-5} - 4.9 \cdot 10^{-5}$  [11].

В зависимости от режимов фильтрации остаточная нефтенасыщенность  $s_{or}$  определяется соотношением [8]:

$$s_{or} = \begin{cases} s_{or}^{\max}, & N_c < N_{c1} \\ 1 - s_{wr} - CN_c^\delta, & N_{c1} < N_c \leq N_{c2} \\ s_{or}^{\min}, & N_c > N_{c2} \end{cases}, \quad (2.10)$$

где  $C$  – коэффициент, определяемый коллекторскими свойствами пласта,  $\delta$  – коэффициент, определяемый структурой порового пространства,  $s_{wr}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности пласта (с неподвижной заземленной фазой нефти).

Обобщая это представление на случай промытого пласта для фазовой проницаемости по воде ( $k_{\phi}$ ), получаем

$$k_{\phi} = k(r, p) f_{\phi}(s(N_c)), \quad f_{\phi}(s) = D(s - s_{wr})^{\beta}, \quad (2.11)$$

где  $k(r, p)$  – изменение проницаемости, учитывающее факторы загрязнения, деформации и температурного расширения (2.6),  $s$  – водонасыщение промытой зоны,  $s=1-s_{or}$ ,  $f_{\phi}(s)$  – функция относительной фазовой проницаемости для нагнетаемой воды в окрестности скважины,  $D$  и  $\beta$  – константы.

Выражение для водонасыщения в полностью промытой зоне ( $s$ ) в зависимости от  $N_c$  может быть получено из (2.11), с учетом того, что  $s=1-s_{or}$ .

Зависимости  $k(r, p)$ , входящие в соотношение (2.9), получаются из экспериментов по однофазной фильтрации, а зависимости типа (2.11) – из экспериментов по вытеснению одной фазы другой, не смешивающейся с ней фазой.

Таким образом, зависимость относительной фазовой водопроницаемости от капиллярного числа будет иметь вид

$$f_{\phi}(N_c) = \begin{cases} f_2, N_c > N_{c2} \\ BN_c^{\alpha}, N_{c1} < N_c < N_{c2} \\ f_1, N_c < N_{c1} \end{cases}, \quad (2.12)$$

где  $N_{c1}$  и  $N_{c2}$  – граничные значения  $N_c$ , характеризующие режим образования заземленной нефти,  $f_1$  и  $f_2$  – значения относительной фазовой проницаемости в автомодельном и капиллярном режимах образования заземленной нефти,  $B=AC, \alpha=\beta\delta$ .

Граничные значения числа капиллярности достигаются на некоторых фиксированных расстояниях от стенки скважины. Обозначим размеры зон через  $r_1$  и  $r_2$ , т.е.  $r=r_1$  при  $N_c=N_{c1}$  и  $r=r_2$  при  $N_c=N_{c2}$ . Используя общепринятое выражение для капиллярного числа  $N_c=k_{\phi}\Delta p/(\sigma L)$ , где  $k_{\phi}$  – фазовая проницаемость для воды,  $\Delta p$  – перепад давления на длине образца  $L, \sigma$  – межфазное натяжение на границе вода – нефть, и

выражая скорость через градиент давления, представим зависимость фазовой водопроницаемости от радиуса в следующем виде:

$$f_{\phi}(r) = \begin{cases} f_2, r \in D_1 \\ B\left(\frac{k_{\phi}}{\sigma} \frac{dp}{dr}\right)^{\gamma}, \gamma = \beta\delta, B = CD, r \in D_2 \\ f_1, r \in D_3 \end{cases}, \quad (2.13)$$

$$D_1 = \{r_c \leq r \leq r_2\}, D_2 = \{r_2 < r < r_1\}, D_3 = \{r_1 \leq r \leq r_k\}.$$

Схематически эта зависимость показана на рис. 2.1.

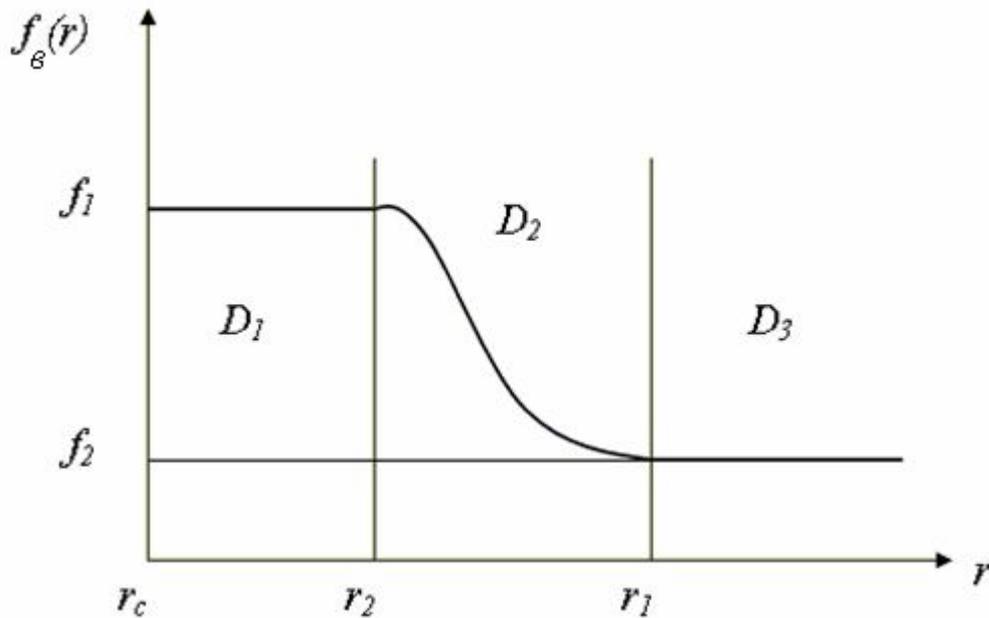


Рис. 2.1. Характер радиального изменения относительной фазовой проницаемости по воде в промытом пласте.

Области  $D_1$ ,  $D_2$ ,  $D_3$  (соответственно): автомодельный, капиллярно-напорный, капиллярный режимы образования остаточной нефти

### 3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

В общем случае, т.е. с учетом загрязнения, фильтрационной деформации, температурного расширения и наличия заземленной фазы, выражение для скорости фильтрации будет иметь вид:

$$\omega(r, p, gradp) = \frac{k_{\phi}(r, p, gradp)}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (3.1)$$

Из уравнения неразрывности  $\text{div}\omega=0$  с учетом выражения для скорости фильтрации получим систему для решения задачи.

Для той части пласта, где действует капиллярно-напорный режим вытеснения ( $N_{C1} < N_C < N_{C2}$ ) – зона 2, справедливо уравнение:

$$\frac{d}{dr} \left[ r(A^*(r)f(p) \frac{dp}{dr})^{1/(1-\gamma)} \right] = 0 \quad (3.2)$$

В той части, где действует капиллярный режим ( $N_C < N_{C1}$ ) – зона 3 и автомодельный режим ( $N_{C2} < N_C$ ) – зона 1, сократив на константы, получим уравнение, описывающее распределение давления, в следующем виде:

$$\frac{d}{dr} \left( rA^*(r)f(p) \frac{dp}{dr} \right) = 0 \quad (3.3)$$

Зададим условия на скважине и контуре:

$$p \Big|_{r=r_c} = p_c, \quad p \Big|_{r=r_k} = p_k \quad (3.4)$$

Кроме этого, необходимо задать условия на границах зон, которые свидетельствуют об изменении режима (капиллярное число достигает критических значений). На границах зон имеем:

$$N_C = \frac{k_{\phi}(p, r)}{\sigma} \frac{dp}{dr} \Big|_{r=r_i} = N_{C_i} \Rightarrow$$

$$\frac{dp}{dr} \Big|_{r=r_i} = \frac{N_{C_2} \sigma}{k_{\phi}(p, r)} \quad (3.5)$$

Таким образом, мы получили систему уравнений для решения задачи (3.2)–(3.3) с граничными условиями (3.4)–(3.5), которая определяет распределение давления в пласте.

Для ее решения удобно использовать следующие интегральные функции:

$$\Psi^*(r) = \int_{r_2}^r \frac{dr}{r^{(1-\gamma)} A^*(r)}, \quad \Phi(p) = \int_{p_c}^p f(p) dp. \quad (3.6)$$

В общем случае получение аналитического решения этой системы невозможно. Ее решение для частных случаев позволило получить распределение давления для различных состояний околоскважинной зоны (рис. 3.1) [5, 14].

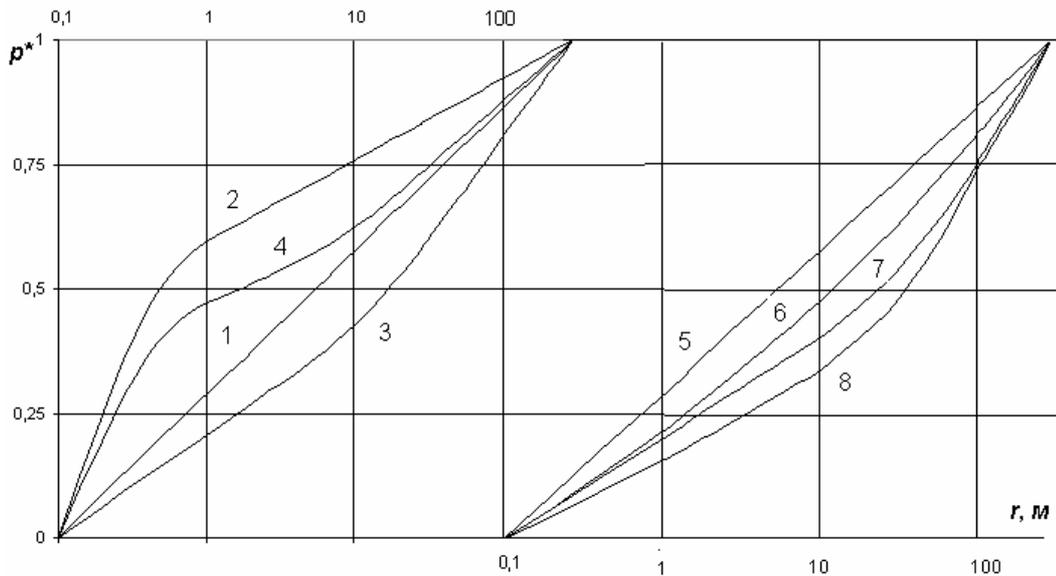


Рис. 3.1. Распределение давления по радиусу:

$$p^* = (p-p_c)/(p_k-p_c); f(p) = 1, \gamma = 0, A^*(r) = 1(1,5), A^*(r) \neq 1(2); \gamma \neq 0, A^*(r) = 1(3,7), A^*(r) \neq 1(4); A^*(r) = 1, \gamma = 0, f(p) \neq 1(6); \gamma \neq 0, f(p) \neq 1$$

Кривые 1–4 построены для случая фильтрации при отсутствии заземленной фазы, кривые 5–8 – с ее учетом.

Как видно из рис. 3.1, в зависимости от состояния околоскважинной зоны и факторов, влияющих на ее проницаемость, распределения давления, а значит, и градиент на скважине могут существенно различаться, что влияет на производительность скважины.

#### 4. ВЛИЯНИЕ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ СКВАЖИН В ЧАСТНЫХ СЛУЧАЯХ

Выражение для производительности скважины, учитывающее изменение проницаемости в околоскважинной зоне вследствие загрязнения, деформации и изменения температуры, будет иметь вид [4]

$$Q = 2\pi h \frac{k^*(T_c)}{\mu(T_c)} \frac{\Phi(p_c, p_k)}{\Psi^*(r_c, r_k)}, \quad (4.1)$$

где функции  $\Phi$  и  $\Psi^*$  определяются соотношениями (3.6).

Полученные решения позволяют провести анализ влияния факторов изменения проницаемости в околоскважинной зоне на производительность скважин. Рассмотрим отдельно влияние каждого из них.

*Радиальное изменение проницаемости.* Изменение проницаемости по радиусу определяется двумя факторами: функцией загрязнения  $A(r)$ , деформации  $f_\sigma(r)$  и температурным изменением проницаемости в виде (2.6).

Чтобы изучить влияние параметров, определяющих функцию  $A^*(r)$  (радиус загрязнения и значение этой функции на скважине  $A^*(r_c)$ ), на дебит, рассмотрим отношение дебитов загрязненного и чистого пласта. Без учета влияния фильтрационной деформации и температуры, с учетом полученной формулы (4.1) оно примет вид

$$Q/Q_0 = \frac{\ln(r_k / r_c)}{\Psi(r_c, r_{вз})}. \quad (4.2)$$

Здесь

$$\Psi(r_c, r) = \int_{r_c}^r \frac{dr}{rA(r)}.$$

Таким образом, эффект влияния загрязнения на производительность зависит от вида самой функции  $A(r)$  (от нее зависит интегральная функция  $\Psi$ ) и радиуса загрязнения  $r_{вз}$ .

На рис. 4.1 построены графики зависимости величины  $Q/Q_0$  от радиуса возмущенной зоны для различных функций загрязнения.

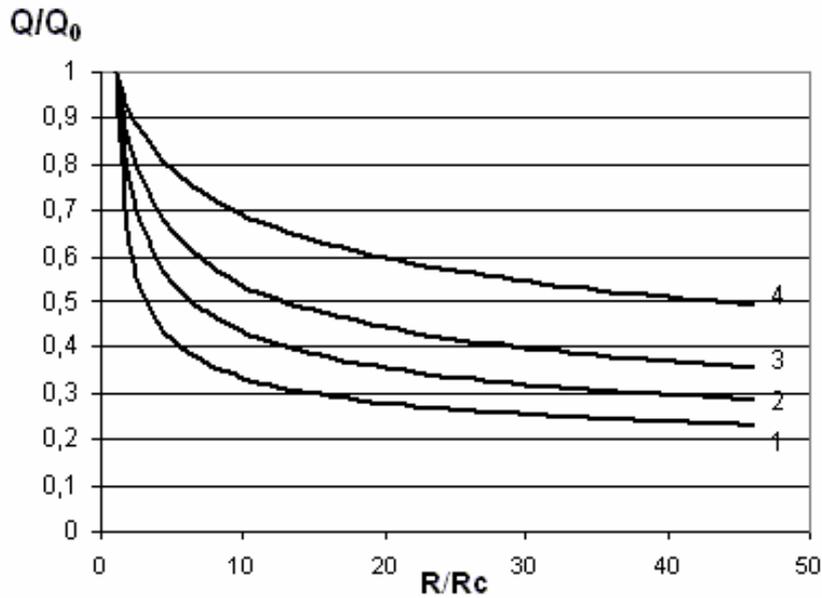


Рис. 4.1. Зависимость относительной продуктивности от способа задания функции  $A$

1 –  $A$ -ступенчатая функция; 2 –  $A$ -функция от  $R^2$ ;  
 3 –  $A$ -линейная функция; 4 –  $A$  зависит от  $\sqrt{R}$

Видно, что даже при небольших радиусах возмущенной зоны продуктивность для разных зависимостей может существенно различаться. Это указывает на необходимость более детального изучения влияния загрязнения на проницаемость в околоскважинной зоне.

*Температура.* Изменение дебита по отношению к начальному значению при  $T=T_0$ :

$$Q/Q_0 = \frac{k^*(T)}{k^*(T_0)} \frac{\mu(T_0)}{\mu(T)} \frac{\ln(r_k/r_c)}{\Psi^*(r_c, r_k)} \quad (4.3)$$

Чтобы нагрев пласта был эффективным, необходимо увеличение дебита с увеличением температуры, т.е.  $Q/Q_0 > 1$ , или

$$\frac{k^*(T)}{k^*(T_0)} > \frac{\mu(T)}{\mu(T_0)} \frac{\Psi^*(r_c, r_k)}{\ln(r_k/r_c)} \quad (4.4)$$

Соответственно,

$$\exp\left[-\frac{(3-\bar{m})}{\bar{m}}\beta(T-T_0)\right] > \frac{\mu(T)}{\mu(T_0)} \frac{\Psi^*(r_c, r_k)}{\ln(r_k/r_c)}.$$

Таким образом, при невыполнении вышеназванного условия, несмотря на уменьшение вязкости нефти, нагрев пласта может быть неэффективным из-за изменения проницаемости вследствие температурного расширения породы (рис. 4.2).

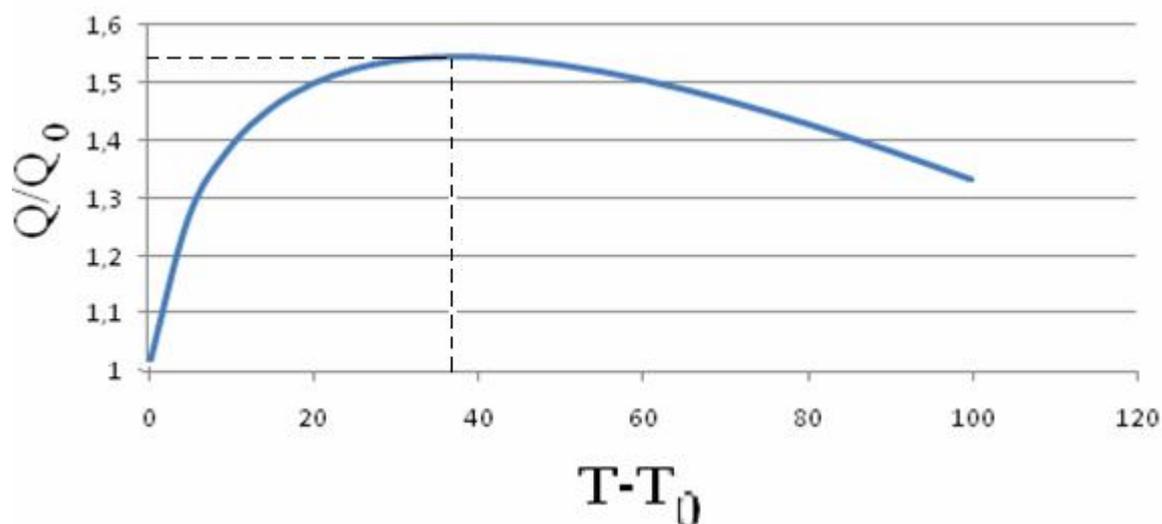


Рис. 4.2. Зависимость величины  $Q/Q_0$  от температуры

Точка максимума, т.е. та температура, до которой прогрев пласта будет эффективным, определяется условием равенства нулю производной функции  $Q(T)$ :

$$dQ/dT = 0.$$

*Фильтрационное уплотнение.* Рассмотрим влияние фильтрационного уплотнения на производительность скважины. При этом для удобства предполагаем отсутствие других факторов ухудшения проницаемости в околоскважинной зоне; тогда выражение (4.1) может быть переписано в виде

$$Q = 2\pi h \frac{k_0}{\mu} \frac{\Phi(p_c, p_k)}{\ln(r_k / r_c)} \quad (4.5)$$

В отличие от несжимаемого пласта, кривые зависимости дебита от перепада давления в данном случае не будут прямолинейными, что можно увидеть из рис. 4.3.

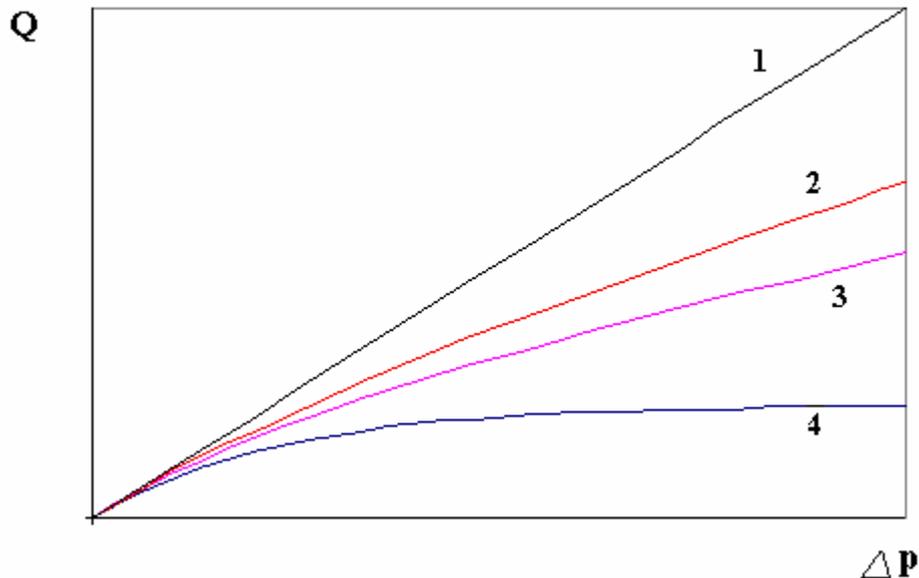


Рис. 4.3. Зависимость проницаемости от давления  
 1 – несжимаемый пласт; 2 –  $k/k_0 = (1 + B \ln(p/p_k))$ ; 3 –  $k/k_0 = (p/p_k)^a$ ;  
 4 –  $k/k_0 = \exp(-\alpha(p_k - p))$

Для анализа собственно влияния фильтрационной сжимаемости на продуктивность целесообразно взять отношение  $Q$  к  $Q_0$ , где  $Q_0$  – дебит скважины для несжимаемого пласта (см. также рис. 4.4). После сокращений из (4.1) получим

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{\Phi(p_c, p_k)}{p_k - p_c} \quad (4.6)$$

где функция  $\Phi$  определяется формулой (2.9).

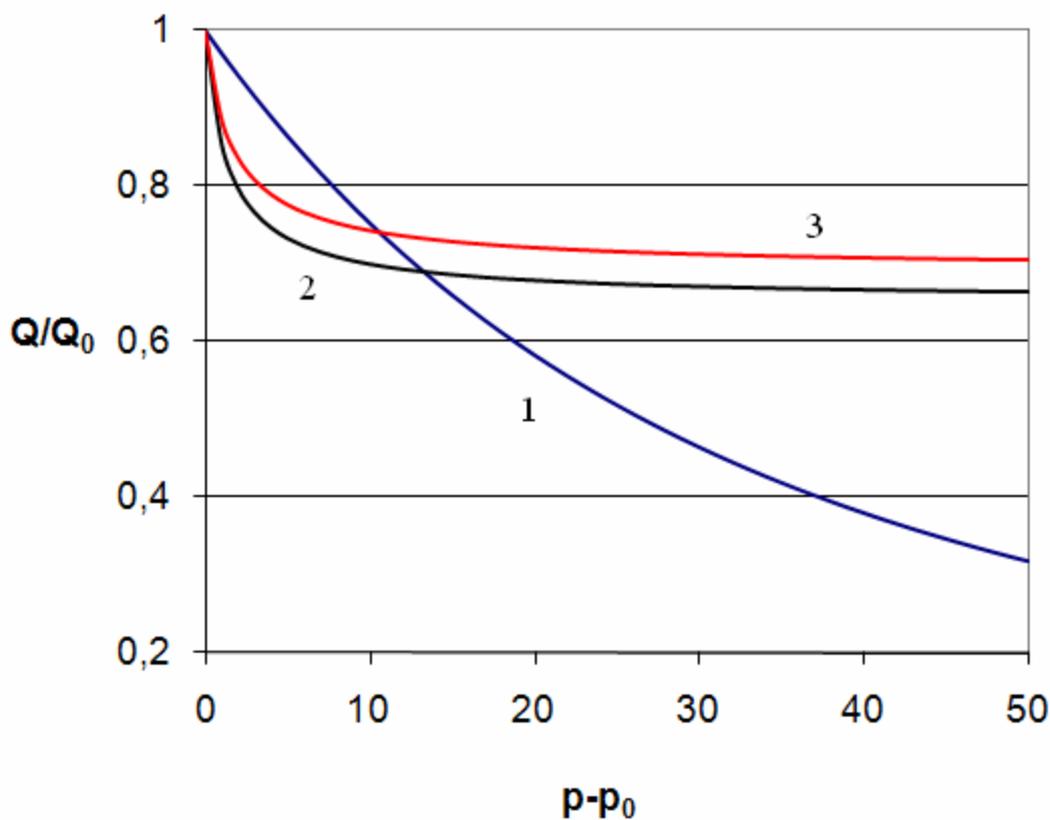


Рис. 4.4. Кривые зависимости отношения  $Q/Q_0$  от пластового давления  
 1 –  $k/k_0 = \exp(-\alpha(p_k - p))$ ; 2 –  $k/k_0 = (p/p_k)^a$ ; 3 –  $k/k_0 = (1 + B \ln(p/p_k))$

Показано, что для различных типов зависимостей (1–3) потери дебита в результате ухудшения проницаемости вследствие фильтрационной деформации скелета породы могут различаться в несколько раз, что показывает необходимость тщательного учета этого эффекта при технологических расчетах.

## 5. ЗАЦЕМЛЕНИЕ НЕФТИ

Рассмотрим случай вытеснения нефти водой, закачиваемой в нагнетательную скважину. После промывки околоскважинной части пласта давление стабилизируется, и выражение для приемистости скважины будет иметь вид

$$Q = \left[ \frac{2\pi r_c h k_\phi(r, p, \text{grad} p)}{\mu} \frac{dp}{dr} \right]_{r=r_c} . \quad (5.1)$$

Распределение давления, а значит, и его градиент на скважине будут определяться из системы (3.2)–(3.5). В общем случае получение аналитического решения этой системы невозможно. Построение ее численных решений позволило провести анализ влияния защемленной фазы на приемистость скважины [5, 14].

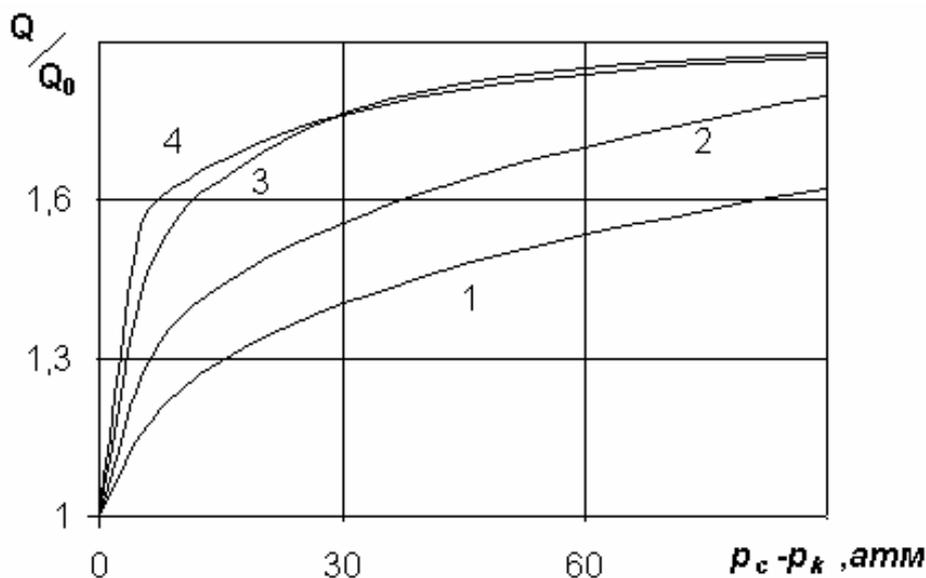


Рис. 5.1. Зависимость приемистости от репрессии для несжимаемого пласта  $A(r) \equiv 1$ ;  $\gamma = 0.4$ ;  $0.5$ ;  $0.6$  (кривые 1–3);  $A(r) \neq 1$ ,  $\gamma = 0.6$  (кривая 4)

Зависимость приемистости от давления носит нелинейный характер, и эта нелинейность увеличивается с ростом коэффициента защемления  $\gamma$  (рис. 5.1). В то же время с ростом перепада давления эта зависимость асимптотически приближается к линейной.

Сравнение кривых 3 и 4 показывает, что различие между величинами  $Q/Q_0$  для чистого и загрязненного пласта не превышает 10%. Поэтому влияние доотмыва и загрязнения на производительность скважины можно рассматривать отдельно. Таким образом, общая задача совместного учета загрязнения и защемления разделяется на два частных случая, что облегчает нахождение ее решения.

Для анализа влияния фильтрационного уплотнения на приемистость в случае защемления несмачивающей фазы сравним приемистость при зависимости проницаемости от давления в экспоненциальном виде  $k=k_0 \exp(-a_p(p_k-p))$  для различных коэффициентов  $a_p$ , в том числе и при  $a_p=0$  (несжимаемый пласт). Будем рассматривать

безразмерную величину  $Q/Q_0$ , где  $Q_0$  – дебит скважины в несжимаемом пласте без наличия защемленной фазы.

$$Q/Q_0 = f_2 \frac{\Phi(p_c, p_2) \ln(r_k / r_c)}{p_k - p_c \ln(r_2 / r_c)} \quad (5.2)$$

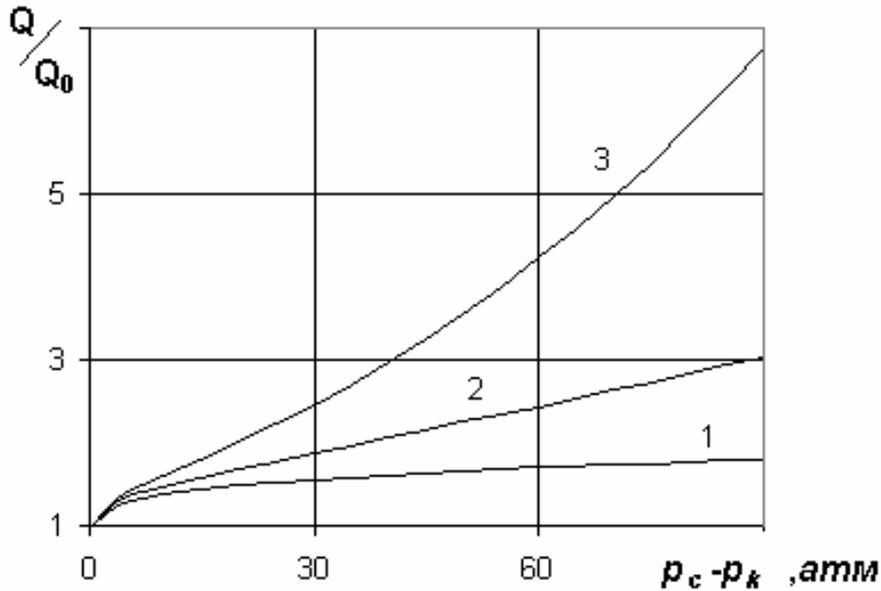


Рис. 5.2. Зависимость приемистости от перепада давления для сжимаемого пласта  $k=k_0 \exp(-a_p(p_k-p))$ ;  $a_p=0; 0.02; 0.05$  (кривые 1–3);  $\gamma=0.5$

Для достаточно большого перепада давления, даже при небольших значениях  $a_p$ , сжимаемость приводит к изменению приемистости в несколько раз (рис. 5.2).

*Защемление фильтра в окрестности эксплуатационных скважин.* Рассмотрим случай, когда в процессе вскрытия пласта или глушения скважины происходит задавливание технологической жидкости в околоскважинную зону пласта или же происходит внедрение фильтра в эту зону.

Размер зоны защемления фильтра обозначим  $r_d$ , при этом будем считать, что в ней достигаются только автомодельный и капиллярно-напорный режимы.

Тогда, применяя предложенную модель зависимости остаточной насыщенности (в данном случае речь будет идти о фильтратонасыщенности) от капиллярного числа, получим:

$$f_n(r) = \begin{cases} f_1, r < r_1 \\ BN_c^\alpha, r_1 < r < r_d \\ f_2, r > r_d \end{cases}, \quad (5.3)$$

где  $f_n(r)$  – относительная фазовая проницаемость по нефти при наличии заземленного фильтрата (см. разд. 2),  $B$  и  $\alpha$  – const,  $r_d$  – размер зоны проникновения фильтрата. Графически это проиллюстрировано на рис. 5.3.

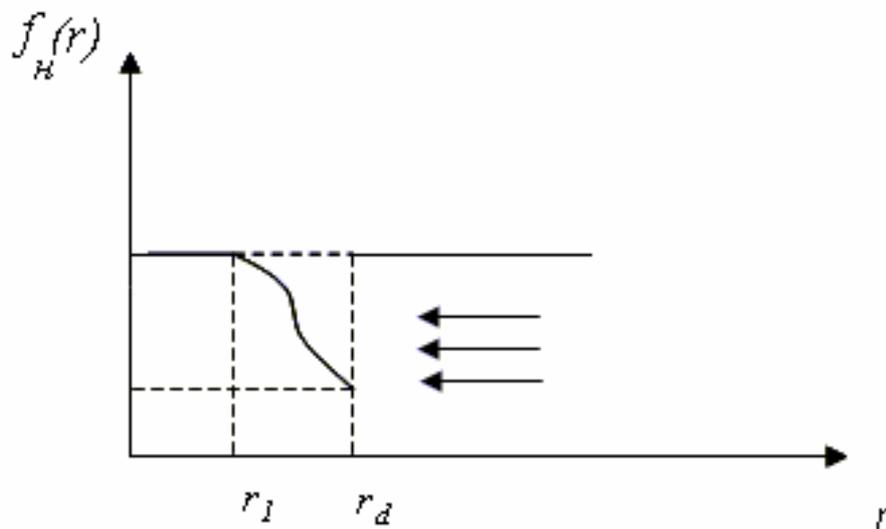


Рис. 5.3. Зависимость относительной фазовой проницаемости от зоны проникновения фильтрата

Система уравнения для решения задачи будет аналогична случаю вытеснения нефти водой, с той лишь разницей, что в данном случае размер зоны проникновения фильтрата нам известен и условие равенства капиллярного числа первому критическому не нужно.

Дебит будет вычисляться по формуле (5.1), в рассматриваемом случае она преобразуется к виду

$$Q_0 = \frac{2\pi h k_0}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\Psi(r_c, r_k)} \quad (5.4)$$

до обработки околоскважинной зоны и

$$Q = \frac{2\pi hk_0}{\mu} f_1 \frac{p_1 - p_c}{\Psi(r_c, r_1)} \quad (5.5)$$

после обработки, при наличии заземленного фильтра в области проникновения ( $r_1; r_d$ ).

Неизвестное значение радиуса автотельного режима ( $r_1$ ) будет вычисляться из граничных условий и равенства капиллярного числа второму критическому в этой точке (уравнения (3.4), (3.5)).

На рис. 5.4 представлены графики зависимости отношения дебитов скважины для загрязненного и незагрязненного пластов после обработки околоскважинной зоны.

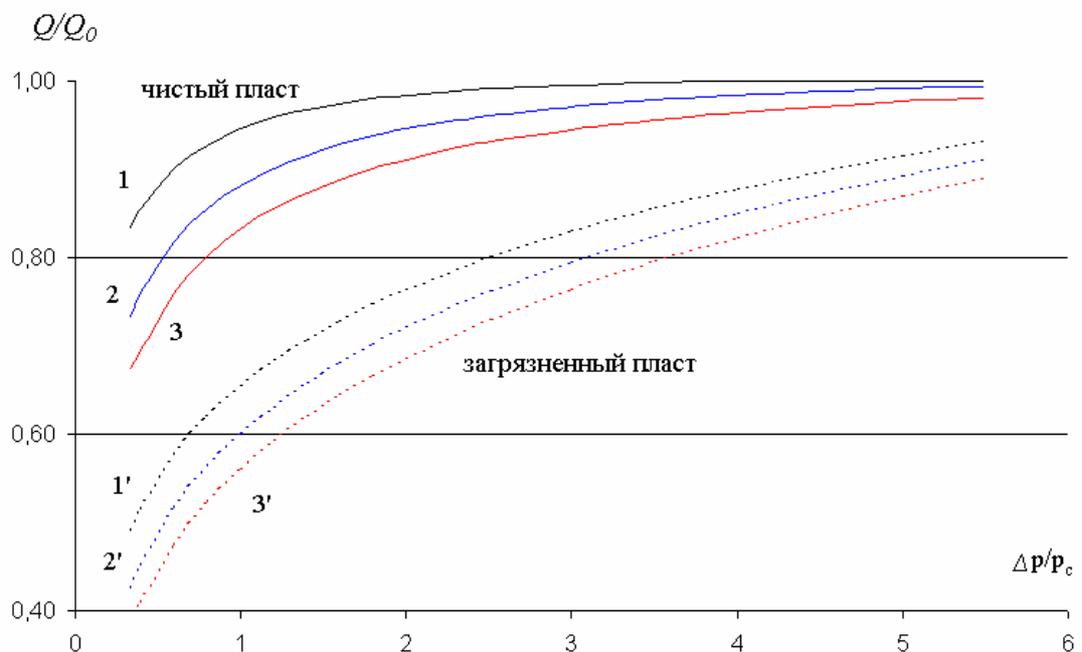


Рис. 5.4. Изменение дебита в результате глушения при различных состояниях околоскважинной зоны.  $Q_0$  — дебит скважины до глушения (обработки); при значениях радиусов зоны проникновения 1,1':  $r_d/r_c=20$ ; 2,2':  $r_d/r_c=40$ ; 3,3':  $r_d/r_c=60$ .

Влияние загрязнения или жидкости глушения на дебит в случае наличия заземленного фильтра меньше, чем в случае однофазной фильтрации.

#### ВЫВОДЫ

1. Разработан комплекс гидродинамических моделей влияния изменений околоскважинных зон на производительность скважин, позволяющий в явном виде учитывать: комплексный механизм поражения пласта в околоскважинных зонах; изменение проницаемости околоскважинных зон за счет капиллярного заземления

несмачивающей и смачивающей фаз, а также температурного расширения слагающих пласт минералов.

2. Исследован вклад различных механизмов изменения природных фильтрационных свойств пласта в изменение производительности скважины при сложнопостроенных околоскважинных зонах.
3. Показано, что неучет реального строения околоскважинных зон может приводить к ошибкам в определении производительности скважин.
4. Обоснован нелинейный характер зависимости приемистости от перепада давления.
5. Показано, что глушение скважины при обработке околоскважинной зоны может приводить к снижению ее производительности за счет заземленного в порах фильтрата.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Байбаков Н.К., Гарушев А.Р.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1977. 238 с.
2. *Горбунов А.Т.* Разработка аномальных нефтяных месторождений. М: Недра, 1981. 237 с.
3. *Джемесюк А.В., Михайлов Н.Н.* Гидродинамические модели распределения остаточной нефти в заводненных пластах // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2000. № 3. С. 98–104.
4. *Зайцев М.В., Михайлов Н.Н.* Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины // Нефт. хоз-во. 2004. № 1. С. 64–66.
5. *Зайцев М.В., Михайлов Н.Н.* Влияние остаточной нефтенасыщенности на фильтрацию в окрестности нагнетательной скважины // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2006. № 4. С. 94–99.
6. *Михайлов Н.Н.* Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. М: Недра, 1996. 339 с.
7. *Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т.* и др. Механика насыщенных пористых сред. М: Недра, 1970. 339 с.
8. *Николаевский В.Н.* Механика пористых и трещиноватых сред. М: Недра, 1984. 252 с.
9. *Черных В.А.* Гидромеханика нефтегазодобычи. М.: ООО “ВНИИГАЗ”, 2001. 277 с.
10. *Gupta A., Civan F.* Temperature sensivity of formation damage in petroleum reservoirs // Symposium on formation damage control, Lafayette, Louisiana, 7–10 February, 1994.

11. *Chatzis I., Morrow N.R.* Correlation of capillary number relationship for sandstones // SPEJ. 1984. October. P. 555–562.
12. *Ostensen R.W.* The effect of stress-dependent permeability on gas production and well testing // SPEFE. 1986. June. 227-35; Trans., AIME 284.
13. *Wu Y.S., Pruess K., Witherspoon P.A.* Integral solutions for transient fluid flow through a porous medium with pressure-dependent permeability // Intern. J. Rock Mech. Min. Sci. 2000. Vol. 37. P. 51–61.
14. *Zaitsev M.V., Mikhailov N.N.* Effect of residual oil saturation on the flow through a porous medium in the neighborhood of an injection well // J. Fluid Dyn. 2006. July. P. 568–573.