

3. Мирлин Е. Г. Раздвижение литосферных плит и рифтогенез. М.: Недра, 1985. 249 с.
4. Осокина Д. Н. Иерархические свойства тектонического поля напряжений // Экспериментальная тектоника: Методика, результаты, перспективы / под ред. А.В. Лукьянова. М.: Наука, 1989. С. 197–208.

УДК 622.276.5.001.5

**Гунькина Татьяна Александровна, Васильев Владимир Андреевич,
Зиновьева Лариса Михайловна, Копченков Вячеслав Григорьевич**

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ ЗОНАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

В статье приведены примеры расчета для конкретной скважины Касимовского ПХГ, приводятся полученные формулы для расчета параметров призабойной зоны пласта при зональной неоднородности. Даны рекомендации по проверке правильности расчета.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, зональная неоднородность, коэффициент проницаемости, работающая толщина пласта, кольтматация, раздренирование.

**Vasiliev Vladimir A., Gunkina Tatyana A., Zinovieva Larisa M., Kopchenkov Vyacheslav G.
CALCULATION OF PARAMETERS BOTTOMHOLE FORMATION ZONE AT THE
ZONAL INHOMOGENEITIES**

Expressions are obtained for calculating the parameters of the bottomhole formation zone at the zonal heterogeneity. The examples of calculation for a specific well Kasimovsky UGSF. Recommendations are given of supervising the correct calculation.

Key words: bottomhole formation zone, the zonal heterogeneity, coefficient of permeability, thickness of the working layer, mudding, formation of local channels filtration.

Газодинамические исследования скважин, как вертикальных, так и горизонтальных, подтверждают нелинейную зависимость дебита от депрессии на пласт [1].

Уравнение притока газа к скважине имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = A Q_o^2 + B Q_o^3, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{заб}$ – забойное давление; Q_o – дебит газа при нормальных условиях; A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B определяют по результатам газодинамических исследований.

Для вертикальной скважины эти коэффициенты имеют вид:

$$A = \frac{\mu \cdot P_o \cdot T_{пл} \cdot z_{пл}}{\pi k h \cdot T_o} \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (2)$$

$$B = \frac{\beta \cdot \rho_o \cdot P_o \cdot T_{пл} \cdot z_{пл}}{2 \pi^2 h^2 \sqrt{k} \cdot T_o} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (3)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости газа в пластовых условиях; P_o и T_o – давление и температура при нормальных условиях, $P_o = 1,013 \cdot 10^5$ Па; $T_o = 273K$; $T_{пл}$ – средняя по пласту температура; $z_{пл}$ – средний по пласту коэффициент сжимаемости газа; k – коэффициент проницаемости; β – коэффициент вихревых сопротивлений [2]; ρ_o – плотность газа при нормальных условиях; h – толщина пласта, r_c – радиус скважины по долоту, R_k – радиус зоны дренирования пласта скважиной.

Из совместного решения уравнений (2) и (3) имеем:

– толщина пласта

$$h = \sqrt[3]{\frac{b^2 \cdot A}{a \cdot B^2}}, \quad (4)$$

– коэффициент проницаемости

$$k = \frac{a}{A \cdot h}. \quad (5)$$

В формулах a и b – коэффициенты, учитывающие физические свойства газа и геометрию зоны дренирования пласта скважиной.

$$a = \frac{\mu \cdot P_o \cdot T_{пл} \cdot z_{пл}}{\pi \cdot T_o} \ln \frac{R_k}{r_c}; \quad (6)$$

$$b = \frac{\beta \cdot \rho_o \cdot P_o \cdot T_{пл} \cdot z_{пл}}{2\pi^2 \cdot T_o} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (7)$$

Пример расчета: скважина 61 ГСП-1 Касимовского ПХГ. Коэффициент динамической вязкости газа $\mu = 1,5 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$; пластовая температура $T_{пл} = 303 \text{ К}$; коэффициент сжимаемости газа $z_{пл} = 0,8$; радиус зоны дренирования $R_k = 50 \text{ м}$; радиус скважины по долоту $r_c = 0,15 \text{ м}$; плотность газа $\rho_o = 0,7 \text{ кг/м}^3$; $\beta = 3$; $P_o = 1,013 \cdot 10^5 \text{ Па}$; $T_o = 273 \text{ К}$;

$$A = 0,3043 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 / (\text{тыс. м}^3 / \text{сут});$$

$$B = 0,0019 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 / (\text{тыс. м}^3 / \text{сут})^2.$$

$$A = 0,3043 \cdot 10^{10} \cdot 86,4 = 26,29 \cdot 10^{10} \text{ Па}^2 / (\text{м}^3 / \text{с});$$

$$B = 0,0019 \cdot 10^{10} \cdot (86,4)^2 = 14,18 \cdot 10^{10} \text{ Па}^2 / (\text{м}^3 / \text{с})^2;$$

$$a = \frac{1,5 \cdot 10^{-5} \cdot 1,013 \cdot 10^5 \cdot 303 \cdot 0,8}{3,14 \cdot 273} \cdot \ln \frac{50}{0,15} = 2,5 \text{ Па}^2 / (\text{м}^3 / \text{с});$$

$$b = 3 \frac{0,7 \cdot 1,013 \cdot 10^5 \cdot 303 \cdot 0,8}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 273} \cdot \left(\frac{1}{0,15} - \frac{1}{50} \right) = 0,637 \cdot 10^5 \text{ Па}^2 / (\text{м}^3 / \text{с})^2;$$

$$h = \sqrt[3]{\frac{(0,637 \cdot 10^5)^2}{2,5} \cdot \frac{26,29 \cdot 10^{10}}{(14,18 \cdot 10^{10})^2}} = 0,28 \text{ м};$$

$$k = \frac{2,5}{26,29 \cdot 10^{10} \cdot 0,28} = 34 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Рассчитанные толщина пласта и соответствующий ей коэффициент проницаемости существенно отличаются от параметров пласта Касимовского ПХГ [2] – газонасыщенная толщина $h = 10 \text{ м}$, средний коэффициент проницаемости по керну $k = 2,2 \text{ мкм}^2$. Очевидно, это связано с неоднородностью пласта. Поэтому далее для величин, рассчитанных по формулам (4) и (5) приняты обозначения $h_{усл}$ – условная толщина пласта и $k_{усл}$ – условный коэффициент проницаемости.

Модель притока при зональной неоднородности предполагает наличие двух зон фильтрации: удаленная зона пласта I (при $R_k > r > r_{пзп}$) с естественной проницаемостью $k_{пл}$ по всей эффективной толщине $h_{пл}$; призабойная зона пласта II (при $r_{пзп} > r > r_c$) с аномальной проницаемостью $k_{пзп}$ по работающей толщине $h_{пзп}$ (рис. 1).

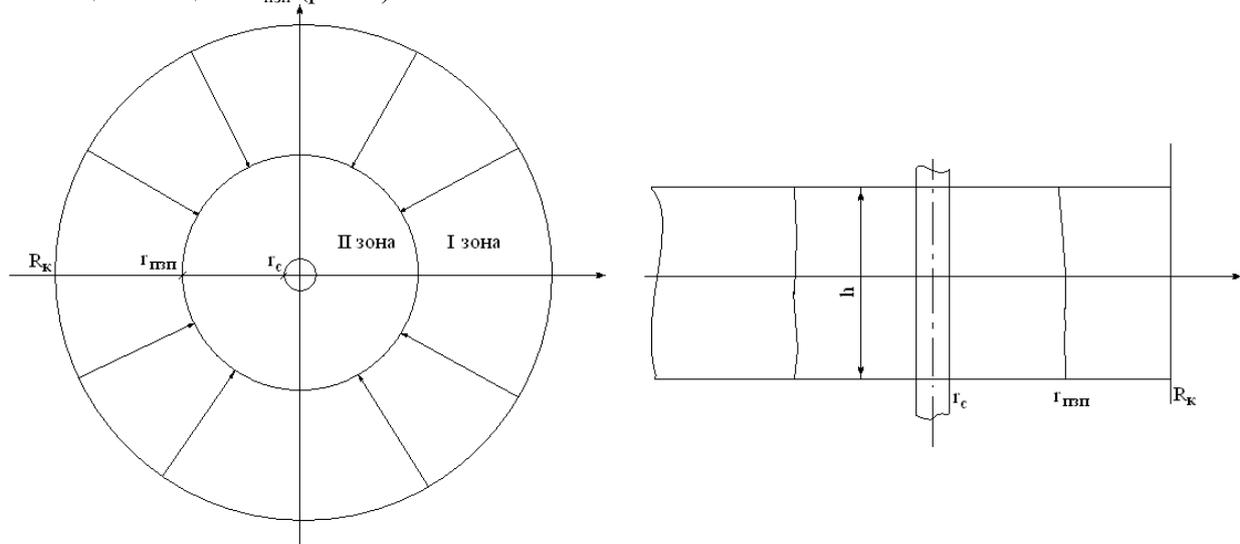


Рис. 1. Схема притока газа к скважине в зонально неоднородном пласте

Фактический коэффициент фильтрационных сопротивлений A_ϕ рассматривается в виде:

$$A_\phi = A_{пл} + A_{пзп}, \quad (8)$$

где A_{nl} – коэффициент фильтрационных сопротивлений удаленной зоны пласта I

$$A_{nl} = \frac{z \cdot T_{nl} \cdot P_o}{\pi \cdot T_o} \cdot \frac{1}{\chi_{nl}} \ln \frac{R_K}{r_{nzn}}; \quad (9)$$

A_{nzn} – коэффициент фильтрационных сопротивлений призабойной зоны пласта II

$$A_{nzn} = \frac{z \cdot T_{nl} \cdot P_o}{\pi \cdot T_o} \cdot \frac{1}{\chi_{nzn}} \ln \frac{r_{nzn}}{r_c}; \quad (10)$$

Соответственно, имеем

$$A_\phi = \frac{z \cdot T_{nl} \cdot P_o}{\pi \cdot T_o} \cdot \left(\frac{1}{\chi_{nl}} \ln \frac{R_K}{r_{nzn}} + \frac{1}{\chi_{nzn}} \ln \frac{r_{nzn}}{r_c} \right); \quad (11)$$

Аналогично рассматривается фактический коэффициент фильтрационных сопротивлений B_ϕ :

$$B_\phi = B_{nl} + B_{nzn} \quad (12)$$

где B_{nl} – коэффициент фильтрационных сопротивлений удаленной зоны пласта I

$$B_{nl} = \beta \cdot \frac{\rho_o \cdot z \cdot T_{nl} \cdot P_o}{2 \cdot \pi^2 \cdot T_o \cdot \sqrt{k_{nl}} \cdot h_{nl}^2} \cdot \left(\frac{1}{r_{nzn}} - \frac{1}{R_K} \right); \quad (13)$$

B_{nzn} – коэффициент фильтрационных сопротивлений призабойной зоны пласта II

$$B_{nzn} = \beta \cdot \frac{\rho_o \cdot z \cdot T_{nl} \cdot P_o}{2 \cdot \pi^2 \cdot T_o \cdot \sqrt{k_{nzn}} \cdot h_{nzn}^2} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_{nzn}} \right); \quad (14)$$

$$B_\phi = \beta \cdot \frac{\rho_o \cdot z \cdot T_{nl} \cdot P_o}{2 \cdot \pi^2 \cdot T_o} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{k_{nl}} \cdot h_{nl}^2} \left(\frac{1}{r_{nzn}} - \frac{1}{R_K} \right) + \frac{1}{\sqrt{k_{nzn}} \cdot h_{nzn}^2} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_{nzn}} \right) \right); \quad (15)$$

где χ_{nl} и χ_{nzn} – коэффициенты гидропроводности, $\chi_{nl} = k_{nl} \cdot h_{nl} / \mu$; $\chi_{nzn} = k_{nzn} \cdot h_{nzn} / \mu$.
Введем обозначения

$$C_A = \frac{z \cdot T_{nl} \cdot P_o}{\pi \cdot T_o \cdot \chi_{nl}}; \quad (16)$$

$$C_B = \frac{\beta \cdot \rho_o \cdot z \cdot T_{nl} \cdot P_o}{2 \cdot \pi^2 \cdot T_o \cdot \sqrt{K_{nl}} \cdot h_{nl} \cdot h_{nl}^{1,5}}; \quad (17)$$

и приведем формулы (11) и (15) к виду:

$$A_\phi = C_A \left(\ln \frac{R_K}{r_{nzn}} + \frac{\chi_{nl}}{\chi_{nzn}} \ln \frac{r_{nzn}}{r_c} \right); \quad (18)$$

$$B_\phi = C_B \left(\left(\frac{1}{r_{nzn}} - \frac{1}{R_K} \right) + \sqrt{\chi_{nl} / \chi_{nzn}} \cdot (h_{nl} / h_{nzn})^{1,5} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_{nzn}} \right) \right). \quad (19)$$

Находим из формулы (18) отношение гидропроводностей:

$$\frac{\chi_{nl}}{\chi_{nzn}} = \frac{\frac{A_\phi}{C_A} - \ln \frac{R_K}{r_{nzn}}}{\ln \frac{r_{nzn}}{r_c}}, \quad (20)$$

где χ_{nl} – гидропроводность пласта, χ_{nzn} – гидропроводность призабойной зоны.

Из формулы (19) следует выражение для отношения толщин:

$$\frac{h_{nl}}{h_{nzn}} = \left\{ \frac{\frac{B_\phi}{C_B} - \left(\frac{1}{r_{nzn}} - \frac{1}{R_K} \right)}{\sqrt{\chi_{nl} / \chi_{nzn}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_{nzn}} \right)} \right\}^{2/3}. \quad (21)$$

Правильность выполнения расчета проверяется с использованием формулы (8).

Выразим коэффициент фильтрационных сопротивлений А для пласта в целом и для каждой из зон:

$$A_{\phi} = \frac{a_o}{k_{усл} h_{усл}} \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (22)$$

$$A_{пл} = \frac{a_o}{k_{пл} h_{пл}} \ln \frac{R_k}{r_{пзп}}, \quad (23)$$

$$A_{пзп} = \frac{a_o}{k_{пзп} h_{пзп}} \ln \frac{r_{пзп}}{r_c}, \quad (24)$$

где

$$a_o = \frac{\mu \cdot P_o \cdot T_{пл} \cdot z}{\pi \cdot T_o}. \quad (25)$$

Тогда формула (8) принимает вид:

$$\frac{1}{k_{усл} h_{усл}} \ln \frac{R_k}{r_c} = \frac{1}{k_{пл} h_{пл}} \ln \frac{R_k}{r_{пзп}} + \frac{1}{k_{пзп} h_{пзп}} \ln \frac{r_{пзп}}{r_c}. \quad (26)$$

Расчет выполняется в последовательности:

– для удаленной зоны пласта его толщину $h_{пл}$ и коэффициент проницаемости $k_{пл}$ принимают по данным геофизических исследований и по анализу керна;

– задаются радиусом зоны кольматации $r_{пзп} = n \cdot r_c$, где n – коэффициент пропорциональности, $n = 2, 3, 4, 5, \dots$;

– по формуле (20) рассчитывают отношение гидропроводностей $\chi_{пл} / \chi_{пзп}$;

– по формуле (21) рассчитывают отношение толщин $h_{пл} / h_{пзп}$;

– определяют толщину призабойной зоны пласта $h_{пзп} = h_{пл} / (h_{пл} / h_{пзп})$;

– определяют гидропроводность призабойной зоны пласта $\chi_{пзп} = \chi_{пл} / (\chi_{пл} / \chi_{пзп})$;

– определяют коэффициент проницаемости $k_{пзп} = \chi_{пзп} \cdot \mu / h_{пзп}$;

– по формуле (26) проверяется правильность выполненных расчетов;

– по коэффициентам проницаемости $k_{пл}$ и $k_{пзп}$ оценивается состояние призабойной зоны пласта.

При $k_{пл} > k_{пзп}$ призабойная зона закольматирована, при $k_{пл} < k_{пзп}$ – призабойная зона раздренирована.

Пример расчета: используем исходные данные из предыдущего примера. Принимаем: $n = 2$.

$$r_{пзп} = n \cdot r_c = 2 \cdot 0,15 = 0,3 \text{ м};$$

$$\chi_{пл} = k_{пл} \cdot h_{пл} / \mu = 2,2 \cdot 10^{-12} \cdot 10 / 1,5 \cdot 10^{-5} = 14,7 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с});$$

$$C_A = \frac{z \cdot T_{пл} \cdot P_o}{\pi \cdot T_o \cdot \chi_{пл}} = \frac{0,8 \cdot 303 \cdot 1,013 \cdot 10^5}{3,14 \cdot 273 \cdot 14,7 \cdot 10^{-7}} = 1,95 \cdot 10^{10} \text{ (Па}^2 \cdot \text{с)} / \text{м}^3;$$

$$C_B = \frac{\beta \cdot \rho_o \cdot z \cdot T_{пл} \cdot P_o}{2\pi^2 \cdot T_o \cdot h_{пл}^{1,5} \sqrt{k_{пл} h_{пл}}} = \frac{3 \cdot 0,7 \cdot 0,8 \cdot 303 \cdot 1,013 \cdot 10^5}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 273 \cdot 10^{1,5} \sqrt{2,2 \cdot 10^{-12} \cdot 10}} = 0,0065 \cdot 10^{10} \text{ (Па}^2 \cdot \text{с}^2) / \text{м}^5;$$

$$\chi_{пл} = \frac{A_{\phi} - \ln \frac{R_k}{r_{пзп}}}{C_A} = \frac{0,3043 \cdot 10^{10} \cdot 86,4}{1,95 \cdot 10^{10}} - \ln \frac{50}{0,3} = 12,04;$$

$$\chi_{пзп} = \frac{\chi_{пл}}{\ln \frac{r_{пзп}}{r_c}} = \frac{12,04}{\ln \frac{0,3}{0,15}}$$

$$\frac{h_{пл}}{h_{пзп}} = \left[\frac{B_{\phi}}{C_B} - \left(\frac{1}{r_{пзп}} - \frac{1}{R_k} \right) \right]^{2/3} = \left[\frac{0,0019 \cdot 10^{10} \cdot (86,4)^2}{0,0063 \cdot 10^{10}} - \left(\frac{1}{0,3} - \frac{1}{50} \right) \right]^{2/3} = 33;$$

$$\frac{h_{пл}}{h_{пзп}} = \left[\frac{\chi_{пл}}{\chi_{пзп}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_{пзп}} \right) \right]^{2/3}$$

$$\chi_{пзп} = \frac{\chi_{пл}}{\chi_{пл} / \chi_{пзп}} = \frac{14,7 \cdot 10^{-7}}{12,04} = 1,22 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с});$$

$$h_{пзп} = \frac{h_{пл}}{h_{пл} / h_{пзп}} = \frac{10}{33} = 0,3 \text{ м};$$

$$k_{пзп} = \frac{\chi_{пзп} \mu}{h_{пзп}} = \frac{1,22 \cdot 10^{-7} \cdot 1,5 \cdot 10^{-5}}{0,3} = 6,03 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

При $h_{усл} = 0,28$ м и $k_{усл} = 34 \cdot \text{мкм}^2$ из предыдущего примера имеем:

$$\frac{1}{k_{усл} h_{усл}} \ln \frac{R_k}{r_c} = \frac{1}{k_{пл} h_{пл}} \ln \frac{R_k}{r_{пзп}} + \frac{1}{k_{пзп} h_{пзп}} \ln \frac{r_{пзп}}{r_c},$$

$$\frac{1}{34 \cdot 0,28} \ln \frac{50}{0,15} = \frac{1}{2,2 \cdot 10} \ln \frac{50}{0,3} + \frac{1}{6,03 \cdot 0,3} \ln \frac{0,3}{0,15},$$

0,61 = 0,61 – расчет выполнен правильно.

Как следует из расчета, проницаемость призабойной зоны пласта больше проницаемости удаленной зоны. Следовательно, призабойная зона пласта раздренирована.

Литература

1. Басниев К. С., Кочина Н. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 415 с.
2. Арутюнов А. Е., Удодов Д. А., Борхович С. Ю., Васильев В. А. Диагностика газовых скважин, оборудованных фильтрами, по результатам газодинамических исследований // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ. Сборник научных трудов СевКавНИПИгаза, Ставрополь, 2001 г. Вып. 34. С. 71–77.

УДК 913 (470+571): 338.48 (470.6)

**Дейко Сергей Юрьевич, Сидорова Дарья Витальевна,
Филобок Анатолий Анатольевич, Рябошапко Владимир Петрович**

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КУРОРТОВ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА В ГРАНИЦАХ ЮФО И СКФО

В данной статье рассматривается необходимость диверсификации отечественной экономики, а также развитие туризма как одного из её направлений, в частности, формирование на территории Северного Кавказа рекреационного кластера и этнографического туризма. Большую роль в улучшении территориального маркетинга регионов страны могут сыграть этнодеревни. Особое значение в статье отведено роли Краснодарского края, где развиваются не только горный и прибрежный туристические кластеры, но и созданные за 4 последних года 10 этнодеревень.

Ключевые слова: туристический кластер, курорты, этнодеревни, этнобрендинг, международные отношения.

**Deyko Sergey Y., Rjaboshapko Vladimir P., Filobok Anatoly A., Sidorova Daria V.
PROBLEMS OF DEVELOPMENT AND FUNCTIONING OF THE RESORTS OF THE NORTH
CAUCASUS WITHIN THE BOUNDARIES OF THE SFD AND NCFD**

In this work discusses the need for diversification of the domestic economy, one of the directions in the field of tourism is the development of recreational cluster on the territory of the Northern Caucasus, as well as the development of tourism. Also, in the author's opinion, largely to improve territorial marketing regions of the country, can become ethno villages. Of particular importance in the article given to the role of the Krasnodar region, where is developing not only mountainous and coastal tourism cluster, but for 4 years already has a 10 ethno villages.

Keywords: the tourism cluster, resorts, ethno villages, ethno branding, ethnic relations.

Прошло три года с момента образования Северо-Кавказского федерального округа – в 2010 г. СКФО выделился из состава ЮФО. В настоящее время мнение аналитиков и экспертов по поводу этого процесса разделились. Одни утверждают, что это способствовало приближению Федерального центра непосредственно к Северному Кавказу, другие сомневаются в целесообразности административного преобразования данной проблемной территории в отдельный округ.

На взгляд Н. Зубаревич, «мы получаем оконтуренную территорию военных и террористических угроз – это плохо, потому что любая граница на карте затвердевает в сознании». Таким образом, происходит ещё большее обособление проблемного округа, дистанцирование от более широкого бренда «Юг России» [1].

Другие авторы утверждают, что прежний Южный федеральный округ разделится на благополучный – куда идут инвестиции, где ведется олимпийская стройка; и на Северный Кавказ, где происходят негативные явления, связанные с периодическими конфликтами, проблемами занятости населения и др. [5].