

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРЕДЕЛЬНЫХ БЕЗВОДНЫХ ДЕБИТОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ НЕЛИНЕЙНОМ ЗАКОНЕ ФИЛЬТРАЦИИ И НАЛИЧИИ ЭКРАНА

Каширина К.О., Забоева М.И., **Телков А.П.**

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: kashirina_k_o@mail.ru

Методики определения предельных безводных дебитов газовых скважин при наличии экрана и интерпретация результатов исследования таких скважин разработаны недостаточно. До настоящего времени вопрос о возможности увеличения предельных безводных дебитов скважин, вскрывающих газоносные пласты с подошвенной водой, способом создания искусственного экрана, изучен также недостаточно полно. Здесь приводится аналитическое решение указанной задачи и рассмотрен случай, когда несовершенная скважина вскрыла однородно-анизотропный круговой пласт с подошвенной водой и эксплуатируется при наличии непроницаемого экрана. Разработана приближенная методика расчета предельных безводных дебитов вертикальных газовых скважин при нелинейном законе фильтрации, обусловленных наличием непроницаемого забойного экрана. Установлено, что величина предельного безводного дебита зависит не только от размеров экрана, но и от его положения по вертикали газонасыщенного пласта; определено оптимальное положение экрана, характеризующее наибольшим предельным дебитом. Произведены практические расчеты на конкретных примерах.

Ключевые слова: методика расчета, безводный дебит, вертикальная скважина, экран, газовая скважина.

THE CALCULATION METHOD OF THE WATER-FREE PRODUCTION RATE LIMITS OF THE VERTICAL GAS WELLS AT NONLINEAR FILTRATION LAW AND THE SCREEN PRESENCE

Kashirina K.O., Zaboeva M.I., **Telkov A.P.**

Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, The Russian Federation, (625000, Tyumen, Volodarskogo Str, 38), e-mail: kashirina_k_o@mail.ru

The methods of the water-free production rate limits determination in the gas wells with the screen and the study results interpretation of these wells are not sufficiently developed. Up to date, the problem, concerning the possibility of increasing of the water-free production rate limits of the wells, drilling in gas-bearing reservoirs with bottom water by means of artificial screen creation is also studied insufficiently. In the article, there is represented an analytical solution of this problem and the case when imperfect well has drilled in the homogeneous-anisotropic radial reservoir with bottom water and that is operated in the presence of an impermeable screen. Also, there is developed an approximate calculation method of the water-free production rate limits of the vertical gas wells at nonlinear filtration law, due to the presence of impermeable bottom-hole screen. There is determined that the value of the water-free production rate limit depends not only on the size of the screen, but also on its position in vertical gas-saturated formation; there is defined the optimal screen position that is characterized by the highest production rate limit. The calculations have been done on the particular examples.

Keywords: calculation method, water-free production rate, vertical well, screen, gas well.

В данной статье приводится аналитическое решение указанной задачи и рассмотрен случай, когда несовершенная скважина вскрыла однородно-анизотропный круговой пласт с подошвенной водой и эксплуатируется при наличии непроницаемого экрана (рисунок 1). Считаем, что газ реальный, движение газа, установившееся и подчиняется нелинейному закону фильтрации.

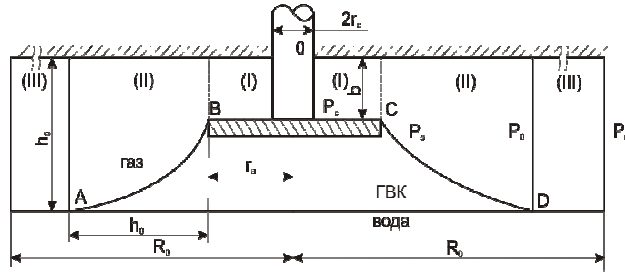


Рис.1. Трехзонная схема притока газа к несовершенной скважине с экраном

Исходя из принятых условий, уравнения притока газа к скважине в зонах I, II, III соответственно примут вид:

$$P_o^2 - P_c^2 = A_1 Q + B_1 Q^2; \quad A_1 = \frac{a}{h} \ln \frac{r_w}{r_c}; \quad B_1 = \frac{b}{h^2 r_c}; \quad (1)$$

$$P_o^2 - P_o^2 = A_2 Q + B_2 Q^2; \quad A_2 = a \left[\ln \frac{h_o}{r_w} + C_1 \right]; \quad B_2 = \frac{b}{r_w} (1 + C_1 + C_2); \quad (2)$$

$$P_o^2 - P_o^2 = A_3 Q + B_3 Q^2; \quad A_3 = a \ln \frac{R_o}{r_w + h_o}; \quad B_3 = \frac{b}{r_w + h_o}, \quad (3)$$

где a и b определяются по формулам. Остальные обозначения показаны на схеме (см. рисунок 1). Уравнения (2) и (3) в данном случае описывают приток к укрупненным скважинам соответственно с радиусами r_w и $(r_w + h_o)$.

Условие устойчивости на границе раздела газ-вода (см. линию CD) по закону Паскаля запишется уравнением [1,2]

$$(P_o - P_c) \leq [\rho_w g (h_o - b) \pm P_c(\sigma)], \quad (4)$$

где ρ_w – плотность воды, $P_c(\sigma)$ – капиллярное давление как функция насыщенности водой на границе раздела газ-вода.

Решая совместно (1)-(3), после ряда преобразований, получаем уравнение притока

$$P_o^2 - P_c^2 = a Q \left\{ \left[\ln \frac{R_o h_o}{r_w (r_w + h_o)} + C_1 \right] + \frac{1}{h} \ln \frac{r_w}{r_c} \right\} + \frac{b Q^2}{r_c} \left[\frac{r_c}{r_w + h_o} + \frac{r_c}{r_w} (1 + C_1 + C_2) + \frac{1}{h^2} \right]. \quad (5)$$

Из совместного решения (2) и (4) получаем квадратное уравнение относительно безразмерного предельного дебита $q(\rho, \bar{h}, \bar{R}_s)$, один из корней которого с учетом (7) и после ряда преобразований представляется выражением:

$$q(\rho, \bar{h}, \bar{R}_s) = X(\sqrt{1+Y} - 1); \quad \rho = \frac{1}{\alpha^*}; \quad \bar{R}_s = \frac{h_o}{r_w}, \quad (6)$$

$$\text{где} \quad X = \frac{\alpha(\ln \bar{R}_s + C_1)}{\bar{R}_s(1 + C_1 + C_2)}; \quad \alpha = \frac{\mu^2(\tilde{P})z(\tilde{P})P_{am} T_{nl}^2 l}{2K_r^2 Z_{am} \tilde{P} T_{cm}^2 \rho_{cm} \rho_w g}; \quad (7)$$

$$Y = \frac{2\bar{R}_3 \left[(1-\bar{h}) \pm \frac{P_\kappa(\sigma)}{\rho_g g h_o} \right] (1+C_1+C_2)}{\alpha(\ln \bar{R}_3 + C_1)^2}. \quad (8)$$

Переход к размерному предельному безводному дебиту осуществляется по формулам:

$$Q_{np} = Q_o q(\rho, \bar{h}, R_3); \quad Q_o = \frac{\pi K_r h_o^2 (\rho_g - \rho_c) g \tilde{P} T_{cm}^2 Z_{cm}}{\mu(\tilde{P}) Z(\tilde{P}) P_{am} T_{nl}^2}, \quad (9)$$

где \tilde{P} – средневзвешенное давление в газовой залежи.

Таблица 1

Значения фильтрационных сопротивлений, обусловленных экраном на забое

R_3	1,0		2,0		3,0		4,0		5,0		10,0		20,0	
\bar{h}	C_1	C_2	C_1	C_2	C_1	C_2	C_1	C_2	C_1	C_2	C_1	C_2	C_1	C_2
$\rho_o=0,1$														
0,1	2,20	37,0	4,70	46,0	6,8	50,40	8,70	55,40	10,30	62,1	17,17	71,64	21,41	81,37
0,2	1,10	12,4	2,30	14,8	3,4	16,20	4,30	17,20	5,20	17,3	8,32	19,28	11,09	21,16
0,3	0,60	3,0	1,30	5,2	2,0	6,40	2,50	7,00	3,00	7,6	4,98	8,34	6,59	9,08
0,4	0,40	1,4	0,80	2,4	1,2	4,20	1,50	3,50	1,80	3,7	3,23	4,34	4,27	4,74
0,5	0,15	0,8	0,40	1,6	0,6	2,80	0,80	2,00	1,00	2,1	2,16	2,46	2,85	2,70
0,6	0,10	0,5	0,15	0,8	0,4	1,00	0,60	1,20	0,80	1,6	1,44	1,42	1,90	1,58
0,7	-	0,3	0,10	0,3	0,2	0,45	0,40	0,50	0,40	0,6	0,91	0,78	1,21	0,90
0,8	-	0,1	-	0,1	0,2	0,20	0,11	0,22	0,11	0,3	0,52	0,37	0,69	0,46
0,9	-	-	-	-	-	0,10	-	0,10	-	0,1	0,21	0,10	0,29	0,16
$\rho_o=0,5$														
0,1	0,30	3,30	0,60	6,8	0,90	10,2	1,25	13,80	1,60	17,00	7,08	27,65	13,32	46,59
0,2	0,23	1,20	0,45	12,4	0,70	3,6	0,90	4,80	1,15	6,0	4,54	11,39	7,71	15,21
0,3	0,20	0,80	0,39	1,5	0,59	2,2	0,75	2,80	0,95	3,40	3,34	5,71	4,96	7,14
0,4	0,15	0,60	0,27	1,0	0,46	1,3	0,55	1,70	0,75	2,0	2,28	3,18	3,32	3,89
0,5	0,10	0,40	0,20	0,6	0,28	0,8	0,40	1,00	0,50	1,20	1,55	1,85	2,24	2,95
0,6	-	0,20	0,10	0,3	0,15	0,4	0,25	0,50	0,29	0,60	1,02	1,06	1,48	1,32
0,7	-	0,10	-	0,2	0,12	0,2	0,15	0,25	0,18	0,30	0,61	0,56	0,91	0,74
0,8	-	-	-	0,1	-	0,1	-	0,10	0,11	0,15	0,31	0,23	0,48	0,36
0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,10	0,10	0,16	0,10
$\rho_o=1,0$														
0,1	0,30	1,30	0,62	2,5	0,95	4,00	1,25	5,10	1,55	6,60	3,14	13,20	7,38	26,38
0,2	0,25	0,60	0,46	1,2	0,70	1,70	0,92	2,30	1,15	2,55	2,28	5,77	5,16	10,67
0,3	0,20	0,30	0,38	0,7	0,51	1,00	0,75	1,40	0,97	1,80	1,89	3,45	3,51	5,39
0,4	0,15	0,20	0,30	0,4	0,46	0,60	0,60	0,80	0,75	1,15	1,37	2,06	2,41	3,04
0,5	0,10	0,10	0,20	0,2	0,28	0,35	0,40	0,50	0,48	0,60	0,95	1,23	1,64	1,80
0,6	-	-	0,10	0,1	0,18	0,20	0,25	0,30	0,30	0,35	0,61	0,70	1,07	1,06
0,7	-	-	-	-	0,10	0,10	0,15	0,17	0,18	0,20	0,35	0,38	0,65	0,59
0,8	-	-	-	-	-	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,32	0,27

Добавочные фильтрационные сопротивления $C_1 = C_1(\rho, h, R_3)$ и $C_2 = C_2(\rho, h, R_3)$,

обусловленные экраном, рассчитаны на ЭВМ по формулам (6), затабулированы (таблица 1) и представлены графиками (рисунок 2). Функция (6) рассчитана на ЭВМ и представлена графически при $P_\kappa(\sigma) = 0$ (рисунок 3). Предельная депрессия ΔP_{np} может быть установлена по уравнению притока (4.4.4) при $Q = Q_{np}$.

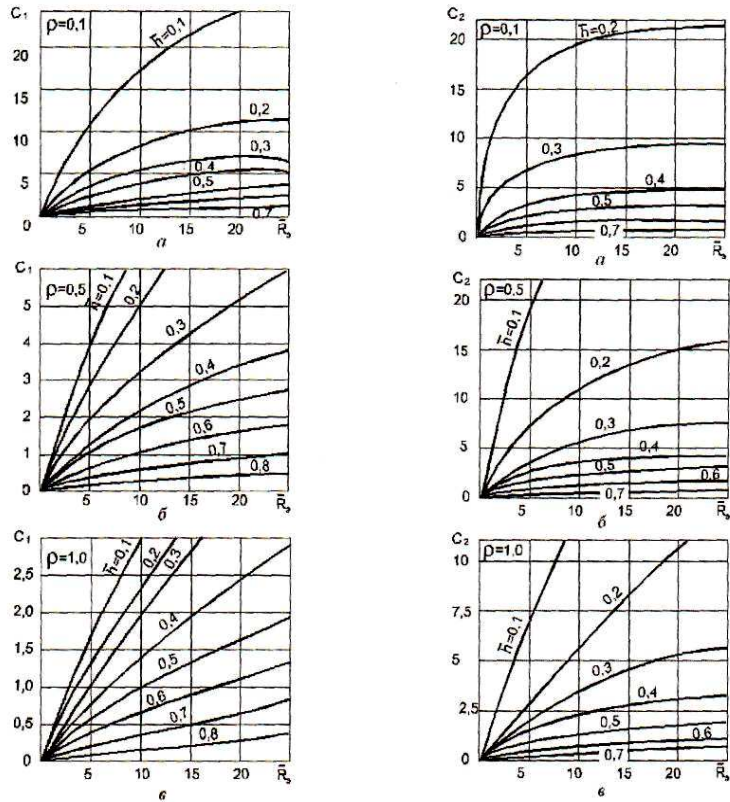


Рис.2. Фильтрационные сопротивления $C_1 = C_1(\rho, \bar{h}, R_s)$ и $C_2 = C_2(\rho, \bar{h}, R_s)$, обусловленные экраном при устойчивой границе раздела газ-вода

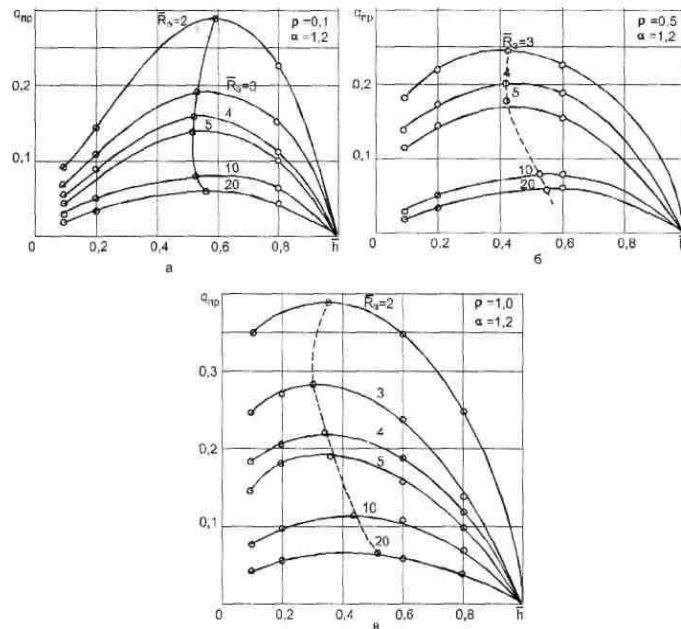


Рис.3. Зависимость безразмерного предельного дебита q_{np} от относительного вскрытия \bar{h} при параметрах \bar{R}_s , $\rho=1/\alpha^*$ и α

На рисунке 3 приведены зависимости безразмерного предельного дебита q от степени вскрытия \bar{h} при параметрах R_s и α . Кривые показывают, что с увеличением размера экрана

($\bar{R}_s < 20$) безводные дебиты увеличиваются. Максимум на кривых соответствует оптимальному вскрытию пласта, при котором можно получить наибольший предельный безводный дебит для заданного размера экрана. С увеличением параметра $\rho = 1/\alpha^*$ (уменьшением анизотропии) предельный безводный дебит увеличивается, а уменьшение безводного дебита для малых вскрытий объясняется увеличением фильтрационных сопротивлений, обусловленных экраном на забое.

Пример. Дренируется газовая шапка, контактирующая с подошвенной водой. Требуется определить: предельный дебит газовой скважины, ограничивающий прорыв ГВК к забою и предельный дебит при наличии непроницаемого экрана.

Исходные данные: $P_{пл} = 26,7$ МПа; $K = 35,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; $R_o = 300$ м; $h_o = 7,2$ м; $\bar{h} = 0,3$; $\rho_g = 978$ кг/м³; $\rho_z = 210$ кг/м³ (в пластовых условиях); $\alpha^* = 6,88$; $\mu_z = 0,02265$ МПа·с (в пластовых условиях); $T_{пл} = 346$ К; $T_{см} = 293$ К; $P_{ам} = 0,1013$ МПа; $r_s = h_o = 7,2$ м и $r_s = 0,5h_o = 3,6$ м.

Определяем параметр размещения

$$\rho_o = \frac{R_o}{\alpha^* h_o} = \frac{300}{6,88 \cdot 7,2} = 6,1.$$

Из графиков [2,3,4] находим безразмерный предельный безводный дебит жидкости $q(\rho_o, \bar{h}) = q(6,1; 0,3) = 0,15$.

По формуле (9) подсчитываем:

$$Q_o = 52,016 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; Q_{np} = q(\rho, \bar{h}) Q_o = 0,15 \cdot 52,016 = 7,8 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

Определяем безразмерные параметры при наличии экрана:

$$\rho = \frac{1}{\alpha^*} = \frac{1}{6,88} = 0,145; \bar{R}_o = \frac{h_o}{r_s} = 1; \bar{h} = 0,3;$$

По графикам (см. рисунок 2) или таблице находим добавочные фильтрационные сопротивления: $C_1(\rho, \bar{h}, \bar{R}_s) = C_1(0,15; 0,3; 1) = 0,6$; $C_2(\rho, \bar{h}, \bar{R}_s) = C_2(0,15; 0,3; 1) = 3,0$.

По формуле (7) находим безразмерный параметр $\alpha = 394,75$.

По формуле (9) подсчитываем дебит, который составил $Q_o \approx 47,9$ тыс.м³/сут.

Расчеты по формулам (7) и (8) дают: $X = 51,489$ и $Y = 5,773 \cdot 10^{-2}$.

Безразмерный предельный дебит, рассчитанный по формуле (6), равен

$$q(\rho, \bar{h}, \bar{R}_s) = 1,465.$$

Определяем размерный предельный дебит, обусловленный экраном, из соотношения $Q_{np} = q(\rho, \bar{h}, \bar{R}_s) Q_o = 1,465 \cdot 47,9 \approx 70,188$ тыс.м³/сут.

Расчетный предельный дебит без экрана с аналогичными исходными параметрами составляет 7,8 тыс. м³/сут. Таким образом, в рассматриваемом случае наличие экрана увеличивает предельный дебит почти в 10 раз.

Если принять $r_3=3,6$ м; т.е. в два раза меньше размеру, чем газонасыщенная толщина, тогда получаем следующие расчетные параметры:

$$\bar{R}_3=2; C_1=1,30; C_2=5,20; X=52,45; Y=1,703 \cdot 10^{-2}; q(\rho, \bar{h}, R_3)=0,445 \text{ и } Q_{np}=21,3 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

В данном случае предельный дебит увеличивается всего лишь в 2,73 раза.

Следует отметить, что величина предельного дебита зависит не только от размеров экрана, но и от его положения по вертикали газонасыщенного пласта, т.е. от относительного вскрытия пласта \bar{h} , если экран располагается непосредственно перед забоем. Исследование решения (6) показало, что существует оптимальное положение \bar{h}_{on} экрана, зависящее от параметров ρ , α , R_3 , которое соответствует наибольшему предельному дебиту. В рассмотренной задаче оптимальным вскрытием является $\bar{h}_{on}=0,6$.

Принимаем $\rho=0,145$ и $\bar{R}_3=1$. По изложенной методике получаем расчетные параметры: $C_1=0,1$; $C_2=0,5$; $X=24,672$; $Y=0,478$.

Определяем безразмерный дебит:

$$q=24,672(\sqrt{1+0,478}-1) \approx 5,323.$$

Размерный предельный дебит находится по формуле (9)

$$Q_{np}=qQ_0=5,323 \cdot 10^3=254,94 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом, дебит по сравнению с относительным вскрытием $\bar{h}=0,3$ увеличился в 3,6 раза.

Изложенный здесь способ определения предельного безводного дебита является приближенным, так как он рассматривает устойчивость конуса, вершина которого уже достигла радиуса экрана r_3 .

При $r_3 \rightarrow r_c$ из приведенных решений получим формулы для определения $q(\rho, \bar{h})$ для несовершенной газовой скважины в условиях нелинейного закона фильтрации с учетом добавочных фильтрационных сопротивлений. Эти формулы также будут приближенными, и по ним рассчитывается завышенное значение предельного безводного дебита.

Для построения двухчленного уравнения притока газа в условиях предельно-устойчивого конуса подошвенной воды необходимо знать фильтрационные сопротивления именно в этих условиях. Определить их можно исходя из теории устойчивого конусообразования Маскета-Чарного. Уравнение линии тока, ограничивающей область пространственного движения к несовершенной скважине в однородно-анизотропном пласте,

когда уже произошел прорыв вершины конуса к забою скважины, в соответствии с теорией безнапорного движения, запишем в виде

$$h(r) = h_0 \sqrt{1 - \frac{q}{a^*} \ln \frac{R_o}{a^* r}} \quad (10)$$

где $q = \bar{q}(\rho, \bar{h})$ – безразмерный предельный безводный дебит, определяемый по приведенным (известным) приближенным формулам и графикам; $\rho = R_o / a^* h_o$ – безразмерный параметр.

Выражая скорость фильтрации через расход $V = Q_{np} / 2\pi r h$, подставляя уравнение границы раздела (10) в дифференциальное уравнение (1), учитывая закон газового состояния и интегрируя по давлению P и радиусу r в соответствующих пределах, получим уравнение притока вида (12) и формулы (13), в которых следует принять:

$$C_1 = \frac{1}{q} \left(1 - \sqrt{1 - 2q \ln \bar{R}} \right) - \ln \bar{R}; \quad \bar{R} = \frac{h_o}{r_c}, \quad (11)$$

$$C_2 = \frac{e^{-0,5q^{-1}}}{2q} \left[Li \left(e^{-0,5q^{-1}} \right) - Li \left(\bar{R} e^{-0,5q^{-1}} \right) \right] \quad (12)$$

где $Li(x)$ – интегральный логарифм, который связан с интегральной функцией зависимостью [5].

$$Li(x) = \int_0^x \frac{dt}{\ln t} = Ei(\ln x). \quad (13)$$

При $x > 1$ интеграл (13) расходится в точке $t=1$. В этом случае под $Li(x)$ надо понимать значение несобственного интеграла. Поскольку методы определения безразмерных предельных безводных дебитов хорошо известны, то, очевидно, нет необходимости табулировать функции (11) и (12).

Выводы

1. Разработана приближенная методика расчета предельных безводных дебитов вертикальных газовых скважин при нелинейном законе фильтрации, обусловленных наличием непроницаемого забойного экрана. Безразмерные предельные дебиты и соответствующие добавочные фильтрационные сопротивления рассчитаны на компьютере, результаты затабулированы и приведены соответствующие графические зависимости.
2. Установлено, что величина предельного безводного дебита зависит не только от размеров экрана, но и от его положения по вертикали газонасыщенного пласта; определено оптимальное положение экрана, характеризующее наибольшим предельным дебитом.
3. Произведены практические расчеты на конкретном примере.

Список литературы

1. Карпов В.П., Шерстняков В.Ф. Характер фазовых проницаемостей по промысловым данным. НТС по добыче нефти. – М.: ГТТИ. – №18. – С. 36-42.
2. Телков А.П. Подземная гидрогазодинамика. – Уфа, 1974. – 224 с.
3. Телков А.П., Грачёв С.И. и др. Особенности разработки нефтегазовых месторождений (Часть II). – Тюмень: из-во ООНИПИКБС-Т, 2001.– 482 с.
4. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1965.
5. Стклянин Ю.И., Телков А.П. Приток к горизонтальной дрене и несовершенной скважине в полосообразном анизотропном пласте. Расчет предельных безводных дебитов. ПМТФ АН СССР. – № 1. – 1962.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Сохошко С.К., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.