

25.00.17  
УДК 622.279

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Вержбицкий В.В.**, Северо-Кавказский федеральный университет,  
**Щекин А.И.**, г. Ставрополь,  
**Шестерикова Р.Е.** Россия

## ИССЛЕДОВАНИЕ СКИН-ФАКТОРА ПРИ СТАЦИОНАРНОМ ПРИТОКЕ ГАЗА ПО НЕЛИНЕЙНОМУ ЗАКОНУ ФИЛЬТРАЦИИ

DOI: 10.37493/2308-4758.2021.4.1

Введение.

Производительность скважин газовых и газоконденсатных месторождений, а также подземных хранилищ газа зависит от таких параметров как термодинамические условия, свойства добываемого флюида, способ вскрытия и заканчивания, фильтрационно-емкостные и геометрические характеристики пласта. Для идентификации факторов, влияющих на дебит скважин используют информацию, полученную в результате интерпретации данных систематически проводимых газодинамических исследований. Разработка математических моделей оценки факторов, влияющих на технологический режим работы газовых скважин с последующим формированием перечня скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий, является актуальным направлением повышения производительности подземных хранилищ газа.

Материалы и методы  
исследования.

Обработка результатов газодинамических исследований основывается на теоретических положениях фильтрации флюидов в пористой среде по линейному и нелинейному законам. Наиболее достоверно оценить величины численных значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  позволяют результаты исследований скважин при установившихся режимах фильтрации. В статье проанализированы причины изменения коэффициентов  $A$  и  $B$  на примере скважин на подземных хранилищах газа, а также входящих в них основных параметров. Обосновано определение коэффициента вихревых сопротивлений  $\beta$ , входящего в квадратичный член уравнения фильтрации газа по нелинейному закону. Поскольку наибольшее падение давления в продуктивном пласте происходит в непосредственной близости от ствола скважины, то основными факторами, влияющими на фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта, являются радиус и степень изменения коэффициента проницаемости загрязненной зоны, а также радиус влияния и высота песчано-глинистой пробки.

**Результаты исследований**

и их обсуждение. Для идентификации параметров призабойной зоны пласта в работе разработаны математические модели оценки значений скин-факторов для коэффициентов А и В, соответственно характеризующих линейные и вихревые фильтрационные сопротивления при нелинейном законе фильтрации газа.

Полученные формулы расчета скин-факторов для случаев наличия загрязнения призабойной зоны пласта или песчано-глинистой пробки дают возможность определить радиус и коэффициент проницаемости загрязненной зоны, а также радиус влияния и высоту песчано-глинистой пробки. Математические модели апробированы на синтетических скважинах подземных хранилищ газа, где смоделированы условия изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений от начальных значений А и В (без скин-факторов) до текущих  $A_s$  и  $B_s$  (с учетом скин-факторов).

**Выводы.**

В статье представлены методологические основы оценки основных параметров призабойной зоны пласта, влияющих на производительность газовых скважин. Разработанная методология, также может быть использована для оценки уже проведенных мероприятий по повышению производительности газовых скважин.

**Ключевые слова:**

нелинейный закон фильтрации, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, коэффициент вихревых сопротивлений, скин-фактор, радиус и коэффициент проницаемости измененной зоны пласта, радиус влияния и высота песчано-глинистой пробки.

**Verzhbitsky V.V.,** North-Caucasus Federal University,  
**Shchekin A.I.,** Stavropol,  
**Shesterikova R.E.** Russia

## INVESTIGATION OF THE SKIN FACTOR IN STEADY-STATE GAS FLOW OBEYING NONLINEAR FILTRATION LAW

**Introduction.**

The productivity of the wells at gas and gas condensate fields along with the wells at underground gas storage facilities, depends on such parameters as thermodynamic conditions, properties of the produced fluid, method of opening and completion, filtration-volumetric and geometrical characteristics of the formation. To identify the factors affecting the flow rate of wells, the information obtained as a result of the interpretation of the data of systematically conducted gas well tests is used. The development of mathematical models for assessing the factors af-

fecting the technological regime of gas wells' operation, followed by the formation of a list of candidate wells for wells intervention is an urgent approach for increasing the productivity of underground gas storage facilities.

Materials and research methods.

The processing of the results of gas well tests is based on the theoretical provisions of the filtration of fluids in a porous medium obeying to linear and nonlinear laws. The results of well tests under steady-state filtration modes provide the most reliable estimate of the numerical values of the coefficients of filtration resistances  $A$  and  $B$ .

The paper analyzes the reasons for the change in the coefficients  $A$ ,  $B$ , and their main parameters by the example of underground gas storage wells. The definition of the turbulence coefficient  $\beta$ , which is included in the quadratic term of the equation of gas filtration obeying to the nonlinear law, has been substantiated. Since the largest pressure drop in the producing formation occurs in the immediate vicinity of the wellbore, the main factors affecting the filtration resistance in the bottomhole formation zone are the radius and degree of change in the permeability coefficient of the contaminated zone, as well as the radius of influence and the height of the sand-clay plug.

Research results and their discussion.

To identify the parameters of the bottomhole formation zone, mathematical models have been developed for assessing the values of skin factors for the coefficients  $A$  and  $B$ , characterizing the linear and turbulent filtration resistance factors under the nonlinear law of gas filtration, respectively.

The obtained formulas for calculating skin factors for cases of the presence of contamination of the bottomhole formation zone or sand-clay plug make it possible to determine the radius and permeability coefficient of the contaminated zone, as well as the radius of influence and height of the sand-clay plug. Mathematical models have been tested on synthetic wells of underground gas storage facilities. For these wells, the conditions for the change in the filtration resistance coefficients from the initial values  $A$  and  $B$  (without skin factors) to the current  $A_s$  and  $B_s$  (with regard to skin factors) are modeled.

Conclusions.

The paper presents the methodological foundations for assessing the main parameters of the bottomhole formation zone which affect the productivity of gas wells. The developed methodology can also be used to assess well interventions already performed to increase the productivity of gas wells.

Key words:

nonlinear filtration law, filtration resistance coefficients, turbulent resistance coefficient, skin factor, radius and permeability coefficient of the changed formation zone, radius of influence and height of sand-clay plug.

## Введение

Увеличение роли процессов интеллектуализации технологических процессов на подземных хранилищах газа ПХГ связано с расширением спектра решаемых задач по повышению производительности скважин, возможностей регулирования и оптимизации режимов эксплуатации скважин с целью энергоэффективности и ресурсосбережения, повышения уровней промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

Важным параметром, характеризующим эффективную разработку нефтегазовых месторождений и эксплуатацию подземных хранилищ газа, является производительность фонда добывающих скважин, которая складывается из суточного дебита каждой отдельной скважины. Производительность скважины в процессе эксплуатации является нестабильной величиной, зависящей от термодинамических параметров, свойств добываемого флюида, фильтрационно-емкостных и геометрических характеристик пласта. Для идентификации факторов, влияющих на дебит скважин используют информацию, полученную в результате интерпретации данных систематически проводимых газодинамических исследований (ГДИ) и численного моделирования [1, 2, 3]. Разработка математических моделей оценки факторов, влияющих на технологический режим работы газовых скважин с последующим формированием перечня скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий, является актуальным направлением повышения производительности подземных хранилищ газа.

## Материалы и методы исследования

Обработка результатов ГДИ основывается на теоретических положениях фильтрации флюидов в пористой среде. Фундаментальным законом, устанавливающим линейную связь между скоростью фильтрации и градиентом давления, является закон Дарси [4, 5]:

$$-\mathit{grad} P = \frac{\mu}{k} \vartheta, \quad (1)$$

где  $\mathit{grad} P$  – градиент давления (знак минус означает, что течение флюида противоположно направлению наискорейшего роста давления),

- $\mu$  – коэффициент динамической вязкости,  
 $v$  – скорость фильтрации,  
 $k$  – коэффициент проницаемости.

Проводимые экспериментальные исследования показали, что закон Дарси имеет пределы применимости и нарушается при больших и малых скоростях фильтрации флюидов, наличии многофазного потока в продуктивном пласте. В первую очередь это связано с тем, что скорость фильтрации является фиктивной, так как предполагается, что расход газа распространяется на всю площадь поперечного сечения пористой среды, хотя в действительности движение потоков происходит по отдельным извилистым каналам. Нарушения в области малых скоростей связано с проявлением неньютоновских реологических свойств фильтрующегося флюида, т.е. молекулярными эффектами. Причины вызывающие отклонения от закона Дарси при больших скоростях, являются предметом дискуссии среди исследователей. Наиболее вероятными гипотезами являются проявление инерционных сопротивлений, возникновение турбулентного режима течения, постепенное распространение вихреобразования по всему объему пористой среды.

Теоретические решения, основанные на базовых положениях гидравлики и гидродинамики представлены в работах [6, 7, 8] Маскета М., Лейбензона Л.С., Щелкачева В.Н и Лапука Б.Б. при этом использовались различные модели фильтрации: модель идеального порового канала, модель гидравлического диаметра, модель вязкого увлечения.

В результате исследований потока газа через пористую среду при больших скоростях, которые характерны для скважин газовых месторождений и ПХГ, Ф. Форхгеймер предложил двучленную формулу, в которой второй член учитывает вихревые (инерционные) сопротивления:

$$-\text{grad } P = \frac{\mu}{k} \vartheta + \beta \rho \vartheta^2, \quad (2)$$

- где  $\rho$  – плотность газа при пластовых условиях,  
 $\beta$  – коэффициент, учитывающий вихревые (инерционные) сопротивления.

Позже нелинейная фильтрация газа в пористой среде была подтверждена лабораторными исследованиями на образцах керна, а также при обработке результатов промысловых и газодинамических исследований пластов и скважин при установившихся режимах фильтрации.

В формуле (2) наименее изученным параметром является коэффициент, учитывающий вихревые (инерционные) сопротивления  $\beta$ . В научной литературе двучленный закон получил различные трактовки.

В работах [4, 5] двучленный закон фильтрации в дифференциальной форме имеет следующий вид:

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mu}{k} \vartheta + \beta^* \frac{\rho}{\sqrt{k}} \vartheta^2, \quad (3)$$

где  $\rho$  – плотность газа при пластовых условиях,  
 $\beta^*$  – безразмерная константа пористой среды.

Как видно из формулы (3) из коэффициента  $\beta$  вынесена проницаемость пласта.

Ряд авторов [10, 11] вводят в данный закон величину макрошероховатости  $l$ , которая является величиной обратно пропорциональной  $\beta$ :

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mu}{k} \vartheta + \frac{\rho \vartheta^2}{l}, \quad (4)$$

где  $l$  – коэффициент макрошероховатости.

В литературных источниках коэффициент  $\beta$  имеет различные названия: «коэффициент Форхгеймера», «константа пористой среды», «коэффициент вихревых сопротивлений», «инерционный коэффициент», «коэффициент турбулентности», «non Darcy flow coefficient» и др.

Из формул (2, 3, 4) можно получить следующее равенство:

$$\beta = \frac{\beta^*}{\sqrt{k}} = \frac{1}{l}, \quad (5)$$

По причине неоднозначности в названии и различий в подходе изучения рассматриваемых коэффициентов проис-

ходят ошибки при интерпретации данных о фильтрации флюидов в продуктивном пласте. Обоснованное определение коэффициента вихревых сопротивлений является основой для правильной обработки результатов исследований скважин при нелинейной фильтрации газа.

В данной работе будет использован термин «коэффициента вихревых сопротивлений», подразумевая параметр  $\beta$  из уравнения (2), который является наиболее изученным и обоснованным из представленных коэффициентов.

В научной литературе приведено множество результатов промысловых и лабораторных исследований по определению коэффициента вихревых сопротивлений, в большинстве случаев рассматриваемые коэффициенты определяются по эмпирическим корреляциям. Результаты исследований перепада давления от скорости фильтрации для различных типов пористых сред по определению коэффициента вихревых сопротивлений представлены в работах таких авторов, как G.H. Fancher и J.A. Lewis, A. Firoozabadi и D.L. Katz, S.W. Wong и др. [12, 13, 14]. Выведены зависимости для однофазной и многофазной фильтрации. Большинство исследований о природе коэффициента вихревых сопротивлений сводятся к тому, что определяющими факторами, оказывающими наибольшее влияние на величину потенциальных вихревых (инерционных) сопротивлений являются коэффициенты проницаемости и пористости, также оказывает влияние форма, шероховатость и извилистость поровых каналов. Несмотря на простые формулировки, указанные величины включают в себя такие эмпирические параметры, точное определение которых является непростой задачей. Даже для небольшого класса пористых сред эти эмпирические параметры могут варьироваться в широком диапазоне, тем самым приводя к существенным ошибкам при оценке коэффициента вихревых сопротивлений.

Наиболее полный комплексный обзор теоретических и эмпирических моделей нелинейной фильтрации газа представлен в работе D. Li и T.W. Engler [15], на основе которого в работе [16] выведена обобщенная формула для коэффициента вихревых сопротивлений:

$$\beta = 4,1 \cdot 10^{11} k^{-1,5}, \quad (6)$$

Для обработки результатов ГДИ газовых скважин используют уравнение притока газа к скважине, которое является интегральной формой уравнения (2) при плоскорадиальной фильтрации:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = AQ + BQ^2, \quad (7)$$

$$\text{где } A = \frac{\mu_g Z T P_0}{\pi k h T_0} \left[ \ln \frac{R_e}{r_w} + S_A \right], \quad (8)$$

$$B = \frac{\beta \rho_0 Z T P_0}{2 \pi^2 h^2 T_0} \left[ \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_e} \right) + S_B \right], \quad (9)$$

где  $P_o$  – давление на границе области (радиуса) дренирования – пластовое давление;  
 $P_{wf}$  – забойное давление;  
 $Q$  – дебит газа в нормальных условиях;  
 $k$  – коэффициент проницаемости пласта;  
 $h$  – эффективная толщина пласта;  
 $\mu_g$  – динамическая вязкость газа;  
 $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;  
 $T_i$  – пластовая температура;  
 $T_0$  – температура в нормальных условиях;  
 $P_0$  – давление в нормальных условиях;  
 $\beta$  – коэффициент вихревых сопротивлений (коэффициент турбулентности);  
 $\rho_0$  – плотность газа в нормальных условиях;  
 $R_o$  – радиус контура дренирования;  
 $r_w$  – радиус ствола скважины;  
 $S_A$  и  $S_B$  – скин-факторы, соответственно для коэффициентов  $A$  и  $B$ , характеризующих линейные и вихревые фильтрационные сопротивления.

Использование результатов исследований скважин при установившихся режимах фильтрации газа по нелинейному закону позволяет достоверно оценить коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$ , а значит и выявить факторы, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства пласта, его призабойной зоны и производительность скважин. Учет данных параметров необ-



ходим для эффективного проектирования технологических режимов работы скважин эксплуатационного фонда на газовых месторождениях и ПХГ.

Опыт ранее проведенных исследований в сфере анализа результатов обработки ГДИ показывает, что численные значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений в процессе эксплуатации скважин изменяются, ввиду различных факторов, при этом, как правило, наблюдается однонаправленный тренд. Росту коэффициентов  $A$  и  $B$  способствуют различные осложнения, такие как загрязнение призабойной зоны пласта, засорение перфорационных каналов, образование песчано-жидкостных пробок и др. Снижение коэффициентов в большинстве случаев отмечается после проведения эффективных геолого-технических мероприятий на скважинах, в то же время очистка призабойной зоны пласта может происходить и естественным образом, например, в цикле отбора газа на ПХГ проницаемость загрязненной зоны увеличивается в результате выноса кольматантов.

Для достоверного определения причин снижения производительности газовой скважины необходимо провести сравнение коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  определённых в результате обработки данных ГДИ.

Проанализируем основные параметры, входящие в выражения (8) и (9) и оказывающие влияние на численные значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$ .

Термодинамические условия и свойства пластового флюида ( $T, \mu_g, \rho_0, Z$ ) за рассматриваемый период изменятся незначительно. Так, в работах [10, 11] отмечается, что изменение плотности, коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости газа при депрессии на пласт 1–2 МПа будут незначительными, в абсолютных величинах разница составит тысячные и сотые доли единицы, что указывает на их относительное постоянство.

Анализируя геометрические характеристики пласта, радиус скважин  $r_w$  принимаем равным радиусу скважины по долоту, а радиус контура питания скважины  $R_e$  равным половине расстояния между соседними скважинами. Изменение эффективной толщины пласта  $h$  в зоне дренирования незначительно и принимается постоянной, существенные перемены характерны непосредственно на забое до-

бывающей скважины в случае образования песчано-глинистой пробки или обводнения.

Таким образом, основными параметрами, влияющими на коэффициенты фильтрационных сопротивлений  $A$  и  $B$  являются коэффициенты вихревых сопротивлений  $\beta$  и проницаемости  $k$ , которые аналогично эффективной толщине пласта наиболее подвержены изменению непосредственно в призабойной зоне пласта.

Для характеристики изменений в призабойной зоне пласта А.Ф. Van Everdingen и N. Hurst [17] ввели параметр скин-фактора (скин-эффекта), учитывающего загрязнение призабойной зоны пласта. Впоследствии понятие скин-фактора расширено в результате учета дополнительных факторов и в настоящее время интегральный скин-фактор складывается из суммы псевдоскин-факторов [18]:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = \frac{\mu g Z T P_0 Q}{\pi k h T_0} \left[ \ln \frac{R_e}{r_w} + \left( \frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_w} \right] + \frac{\beta \rho_0 Z T P_0 Q^2}{2 \pi^2 h^2 T_0} \left[ \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_e} \right) + \left( \frac{k^{1.5}}{k_d^{1.5}} - 1 \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_d} \right) \right] \quad (10)$$

где  $S_d$  – механический скин-фактор, учитывающий загрязнение призабойной зоны пласта;  
 $S_p$  – псевдоскин-фактор за счет частичного вскрытия пласта;  
 $S_{perf}$  – псевдоскин-фактор, учитывающий наличие перфорации;  
 $S_s$  – псевдоскин-фактор, вызванный наклоном скважины;  
 $S_f$  – псевдоскин-фактор, учитывающий наличие трещин ГРП.

В литературе представлено большое количество научных исследований эмпирического и аналитического характера для определения расчетных формул скин-фактора в различных геолого-технологических условиях. Так, в работах [18–21] приведены результаты исследований определения псевдоскин-фактора при частичном вскрытии пласта скважиной, большинство из которых рассматривали однослойный, изотропный коллектор бесконечной площади, и лишь ограниченное количество работ посвящено многослойным коллекторам.

### Результаты исследований и их обсуждение

Для механического скин-фактора в коэффициенте  $A$  при линейном законе фильтрации, характеризующего линейные сопротивления Hawkins M.F. [22] используя модель притока газа к скважине в зонально-неоднородном пласте представил следующую формулу:

$$S_{Ad} = \left( \frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_w} \quad (11)$$

где  $k_d$  – проницаемость измененной зоны пласта.

Используя модель зонально-неоднородного пласта, можно получить аналогичную формулу для скин-фактора в квадратичном члене уравнения при нелинейной фильтрации газа, учитывающего вихревые сопротивления.

$$S_{Bd} = \left( \frac{\beta_d}{\beta} - 1 \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_d} \right) \quad (12)$$

где  $\beta_d$  – коэффициент вихревых сопротивлений в измененной зоне пласта.

Подставив выражение (6) в формулу (11) получим:

$$S_{Bd} = \left( \frac{k^{1,5}}{k_d^{1,5}} - 1 \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_d} \right) \quad (13)$$

Тогда учитывая (11) и (13) выражение (7) для случая загрязнения призабойной зоны пласта можно представить в следующем виде:

$$P_{\varepsilon}^2 - P_{wf}^2 = \frac{\mu_g Z T P_0 Q}{\pi k h T_0} \left[ \ln \frac{R_{\varepsilon}}{r_w} + \left( \frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_w} \right] + \frac{\beta \rho_0 Z T P_0 Q^2}{2 \pi^2 h^2 T_0} \left[ \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_{\varepsilon}} \right) + \left( \frac{k^{1,5}}{k_d^{1,5}} - 1 \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_d} \right) \right] \quad (14)$$

Исследуя влияние песчано-глинистой пробки на производительность газовых скважин при нелинейной фильтрации [18] и принимая во внимание допущение, что наличие пробки на забое практически равносильно несовершенству скважины по степени вскрытия [7], уравнение (7) примет следующий вид:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = \frac{\mu_g Z T P_0 Q}{\pi k h T_0} \left[ \ln \frac{R_e}{r_w} + \left[ \frac{h}{h_p} - 1 \right] \ln \frac{r_p}{r_w} \right] + \frac{\beta \rho_0 Z T P_0 Q^2}{2 \pi^2 h^2 T_0} \left[ \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_e} \right) + \left( \frac{h^2}{h_p^2} - 1 \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_p} \right) \right] \quad (15)$$

где скин-факторы для коэффициентов  $A$  и  $B$  равны:

$$S_{A_p} = \left[ \frac{h^2}{h_p^2} - 1 \right] \ln \frac{r_p}{r_w} \quad (16)$$

$$S_{B_p} = \left( \frac{h^2}{h_p^2} - 1 \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_p} \right) \quad (17)$$

где  $h_p$  – работающая толщина пласта,  
 $r_p$  – радиус влияния песчано-глинистой пробки.

Из опыта эксплуатации газовых скважин известно, что наибольшее падение давления происходит в непосредственной близости от ствола скважины. Факторы, влияющие на фильтрационные сопротивления в измененной зоне – это величина радиуса и степень изменения коэффициента проницаемости при загрязнении призабойной зоны пласта или радиус влияния и работающая толщина пласта при образовании песчано-глинистой пробки.

Зададимся следующими условиями, пусть в скважине ПХГ в цикле отбора по результатам обработки ГДИ наблюдается изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений от начальных значений  $A$  и  $B$  (без скин-факторов) до текущих  $A_s$  и  $B_s$  (с учетом скин-факторов от загрязнения измененной зоны  $S_{A_d}$  (11) и  $S_{B_d}$  (13) или при наличии песчано-глинистой пробки  $S_{A_p}$  (16) и  $S_{B_p}$  (17)).

Для оценки технологической эффективности режима работы газовой скважины или проведения ГТМ получим следующие выражения:

– при наличии загрязнения в призабойной зоне пласта:

$$\frac{A_d}{A} = \frac{\left( \ln \frac{R_e}{r_w} + \left[ \frac{k}{k_d} - 1 \right] \ln \frac{r_d}{r_w} \right)}{\ln \frac{R_e}{r_w}}, \quad (18)$$

$$\frac{B_d}{B} = \frac{\left( \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_e} \right) + \left( \left[ \frac{k}{k_d} \right]^{1,5} - 1 \right) \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_d} \right) \right)}{\left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_e} \right)}, \quad (19)$$

- при образовании песчано-глинистой пробки на забое скважины:

$$\frac{A_p}{A} = \frac{\ln \frac{R_e}{r_w} + \left[ \frac{h}{h_p} - 1 \right] \ln \frac{r_p}{r_w}}{\ln \frac{R_e}{r_w}}, \quad (20)$$

$$\frac{B_p}{B} = \frac{\left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{R_e} \right) + \left( \frac{h^2}{h_p^2} - 1 \right) \left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{r_p} \right)}{\left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{R_e} \right)}, \quad (21)$$

Для оценки состояния призабойной зоны пласта по результатам ГДИ за рассматриваемый период уравнения (17) и (18) можно представить в следующем виде:

$$\frac{k}{k_d} = \left( \frac{\left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{R_e} \right) \left( \frac{B_d}{B} - 1 \right)}{\left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{r_d} \right)} + 1 \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (22)$$

$$\frac{r_d}{r_w} = e^{\left( \frac{\frac{A_d}{A} - 1}{\frac{k}{k_d} - 1} \ln \frac{R_e}{r_w} \right)}, \quad (23)$$

тогда проницаемость загрязненной зоны  $k_d$  будет равна:

$$k_d = \frac{k}{\left( \frac{\left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{R_e} \right) \left( \frac{B_d}{B} - 1 \right)}{\left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{r_d} \right)} + 1 \right)^{\frac{2}{3}}}, \quad (24)$$

радиус загрязненной зоны  $r_d$ :

$$r_d = r_w \cdot e^{\left( \frac{\frac{A_d}{A} - 1}{\frac{k}{k_d} - 1} \ln \frac{R_e}{r_w} \right)}, \quad (25)$$

Оценку высоты песчано-глинистой пробки и радиуса ее влияния можно получить, совместно решая уравнения (19) и (20).

$$\frac{h}{h_p} = \sqrt{\frac{\left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{R_e} \right) \left( \frac{B_p}{B} - 1 \right)}{\left( \frac{1}{r_w} \frac{1}{r_p} \right)} + 1} \quad (26)$$

$$\frac{r_p}{r_w} = e^{\left( \frac{\frac{A_p}{A} - 1}{\frac{h}{h_p} - 1} \ln \frac{R_e}{r_w} \right)} \quad (27)$$

тогда работающая толщина пласта  $h_p$  равна:

$$h_p = \frac{h}{\sqrt{\frac{\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{R_e}\right)\left(\frac{B_p}{B} - 1\right)}{\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_p}\right)} + 1}} \quad (28)$$

При этом высота песчано-жидкостной пробки будет равна:

$$h_{sp} = h - h_p \quad (29)$$

а радиус составит:

$$r_p = r_w \cdot e^{\left(\frac{A_p - 1}{A} - \frac{1}{h_p} \ln \frac{R_e}{r_w}\right)} \quad (30)$$

Для апробации полученных расчетных формул по определению параметров призабойной зоны пласта смоделируем синтетическую скважину на ПХГ со следующими исходными параметрами (табл. 1).

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ СИНТЕТИЧЕСКОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ  
Table 1. The parameters of a synthetic gas well operation

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эффективная толщина пласта, $h$	м	10
Коэффициент проницаемости пласта, $k$	мкм <sup>2</sup>	0,6
Коэффициент вихревых сопротивлений, $\beta$	1/мкм	27,9
Пластовая температура, $T$	К	300
Радиус ствола скважины, $r_w$	м	0,1
Радиус контура дренирования, $R_e$	м	300
Коэффициент сверхсжимаемости газа, $Z$	–	0,95
Плотность газа, $\rho_0$	кг/м <sup>3</sup>	0,813
Вязкость газа, $\mu_0$	мПа с	0,041

В таблице 2 представлены смоделированные данные обработки результатов ГДИ синтетической скважины ПХГ.

Таблица 2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ГДИ СИНТЕТИЧЕСКОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Table 2. The results of a synthetic gas well testing

Параметры работы скважины	Единицы измерения	Величины параметров работы скважины		
		Пример №1	Пример №2	Пример №3
Пластовое давление Рпл	МПа	8,4		
Забойное давление Рзаб	МПа	7,8		
Скин-фактор	$S_{A_j}$ –	0,0	2,91	0,0
	$S_{B_j}$ –	0,0	25,9	0,0
	$S_{A_p}$ –	0,0	0,0	8,18
	$S_{B_p}$ –	0,0	0,0	155,98
Коэффициент фильтрационных сопротивлений	A МПа <sup>2</sup> /тыс. м <sup>3</sup> /сут	0,0213	0,0290	0,0431
	B МПа <sup>2</sup> /тыс. м <sup>3</sup> /сут	0,0000016	0,0000058	0,000027
Дебит газа Q	тыс. м <sup>3</sup> /сут	440,93	314,82	200,32

№1 – гидродинамически совершенная скважина;

№2 – скважина с загрязненной призабойной зоной пласта;

№3 – скважина с песчано-глинистой пробкой на забое.

Для решения численным методом полученных систем нелинейных уравнений (24), (25) и (26), (27) можно воспользоваться методом итераций, представленным в программах MS Excel или Mathcad.

В результате апробации расчетных формул (24) и (25) для случая загрязнения призабойной зоны пласта (пример №2) получили, что при росте линейного коэффициент  $A$  в 1,36 раза, а квадратичного коэффициента  $B$  в 3,6 раз падение дебита составит 126,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут, при этом параметры измененной зоны пласта будут следующими: радиус загрязнения составит – 0,653 м, а коэффициент проницаемости загрязненной зоны – 0,236 мкм<sup>2</sup>. Расчетные формулы (26) и (27) для определения параметров влияния песчано-глинистой пробки (пример №3) позволяют получить следующие результаты: радиус влияния пробки, который составил 1,25 м, а ее высота – 7,64 м. Следует отметить, что в результате образования песчано-глинистой пробки, падение дебита скважины составило 240,61 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а

изменение коэффициентов фильтрационного сопротивления  $A$  и  $B$  – в 2 и 16,8 раза, соответственно.

### **Выводы**

Для идентификации параметров призабойной зоны пласта в работе разработаны математические модели оценки значений скин-факторов для коэффициентов  $A$  и  $B$ , соответственно характеризующих линейные и вихревые фильтрационные сопротивления при нелинейном законе фильтрации газа.

Полученные формулы расчета скин-факторов для случаев наличия загрязнения призабойной зоны пласта или песчано-глинистой пробки дают возможность определить радиус и коэффициент проницаемости загрязненной зоны, а также радиус влияния и высоту песчано-глинистой пробки. Математические модели апробированы на синтетических скважинах подземных хранилищ газа, где смоделированы условия изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений от начальных значений  $A$  и  $B$  (без скин-факторов) до текущих  $A_s$  и  $B_s$  (с учетом скин-факторов).

### **Библиографический список**

1. Васильев В. А., Гунькина Т. А., Ливинцев П. Н., Турская О. Ю. К вопросу диагностики скважин подземных хранилищ газа по результатам анализа коэффициентов фильтрационных сопротивлений // Вестник Северо-Кавказского федерального университета, 2015. № 1(46). С. 14-19.
2. Мулявин С. Ф., Колев Ж. М., Мамчистова Е. И., Насырова А. И. Численное моделирование подземного хранения газа в водоносном наклонном пласте // Наука. Инновации. Технологии, 2020. № 4. С. 41–52. DOI 10.37493/2308-4758.2020.4.4.
3. Гасумов Р. А., Гасумов Э. Р. Особенности цифрового фильтрационного моделирования продуктивных залежей (на примере Кошехабльского месторождения) // Наука. Инновации. Технологии, 2021. № 2. С. 7–28. DOI 10.37493/2308-4758.2021.2.1..
4. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская, В.М. Максимов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 448 с.
5. Васильев В. А., Гришин Д. В., Голод Г. С., Епишов А.П.,



- Гунькина Т. А., Машков В.А. Теория и практика газа в условиях разрушения пласта-коллектора. М.: ТПС Принт, 2016. 264 с.
6. Forchheimer, Ph. Wasserbewegung durch Boden // 2 Ver Deutsch. Ing. 45, 1901. 178188.
  7. Алиев З.С., Марков Д.А. Идентификация параметров имеющих скважин при анализе данных в процессе разработки залежи для корректировки проектных показателей // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. №4(289), 2017. №4(289). С. 40–55.
  8. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром экспо, 2011. Ч. I. 234 с.
  9. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидромеханика. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2001. 736 с.
  10. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 628 с.
  11. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. Москва: ОГИЗ, 1947. 244 с.
  12. Fancher G.H. Flow of Simple Fluids Through Porous Materials / G.H. Fancher, J.A. Lewis // Ind. Eng. Chem. 25. 1933 1139-47.
  13. Firoozabadi A. An Analysis of High Velocity Gas Flow Through Porous Media / A. Firoozabadi, D.L. Katz, J. Pet. Tech. 1979. 211-16.
  14. Wong S.W. Effect of liquid saturation on turbulence factors for gas liquid systems. Journ. of Can. Petr. Tech. 1970. 274-278.
  15. Li, D. Literature review on correlation of the non-Darcy coefficient / D. Li, T.W. Engler // SPE. 2001. SPE-70015-MS DOI:10.2118/70015-MS.
  16. Friedel T. Investigation of non-Darcy flow in tight-gas reservoirs with fractured wells // Torsten Friedel, Hans-Dieter Voigt / Elsevier Journal of Petroleum Science and Engineering 54, 2006 P. 112–128.
  17. A. F. van Everdingen and W. Hurst. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. Trans. AIME, Vol. 186, 1949. P. 305–24.
  18. Yildiz, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells / T. Yildiz, 2013. SPE–82249 MS DOI: 10.2118/82249-MS.
  19. Erarsian S. Non-Darcy Flow Behavior in Partially Penetrating Gas Wells / S. Erarsian; C. Ayan; W.J. Lee, 1991. SPE-21401-

MS DOI: 10.2118/21401-MS.

20. Gomes E. Analytical Expressions for Pseudoskin for Partially Penetrating Wells Under Various Reservoir Conditions / Edmond Gomes, A.K. Ambastha, 1993. SPE-26484-MS DOI: 10.2118/26484-MS.
21. Saidikowski R. M. Numerical Simulations of The Combined Effects of Wellbore Damage And Partial Penetration / Ronald M. Saidikowski, 1973. SPE-8204-MS DOI: 10.2118/8204-MS.
22. M. F. Hawkins, Jr. A note on the skin effect. Trans. AIME, Vol. 207, 1956. P. 356–357.

### References

1. Apropos Diagnostics of Underground Gas Storage Wells Based on The Results of the Analysis of Filtration Resistance Coefficients / V.A. Vasiliev, T. A. Gun'kina, P. N. Livintsev, O.Yu. Turskaya // Bulletin of the North Caucasus Federal University. 2015. № 1(46). P. 14–19.
2. Mulyavin SF, Kolev Zh. M., Mamchistova EI, Nasyrova AI Numerical modeling of underground gas storage in an inclined aquifer. Nauka. Innovation. Technologies, 2020. No. 4. P. 41-52. DOI 10.37493 / 2308-4758.2020.4.4.
3. Gasumov R. A., Gasumov E. R. Features of digital filtration modeling of productive deposits (on the example of the Koshekhabl'skoye field) // Nauka. Innovation. Technologies, 2021. No. 2. P. 7-28. DOI 10.37493 / 2308-4758.2021.2.1.
4. Underground Fluid Mechanics / K.S. Basniev, N.M. Dmitriev, R.D. Kanevskaya, V.M. Maksimov. M.-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2006. 448 p.
5. Theory and Practice of Operation of Underground Gas Storage Facilities under Conditions of Destruction of the Reservoir / V. A. Vasiliev, D. V. Grishin, G. S. Golod, A. P. Epishov, T.A. Gun'kina, V.A. Mashkov. M.: TPS Print, 2016. 264 p.
6. Forchheimer, Ph. Wasserbewegung durch Boden // 2 Ver Deutsch. Ing. 45, 1901. 178188.
7. Aliev Z.S. Identification of Parameters of Existing Wells when Analyzing Data in the Course of Reservoir Development to Adjust Production Plan Parameters / Z.S. Aliev, D.A. Markov // Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas (National Research Institute) named after I.M. Gubkin, No. 4 (289), 2017. P. 40–55.
8. R Gazprom 086-2010. Instructions for Integrated Tests of Gas

- and Gas Condensate Wells. Moscow: Gazprom Expo, 2011. Part I. 234 p.
9. Shchelkachev V.N. Underground Hydromechanics / V.N. Shchelkachev, B.B. Lapuk - M-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2001. 736 p.
  10. Muskat M. Flow of Homogenous Fluids through Porous Media. M.-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2004. 628 p.
  11. Leibenzon L.S. Movement of Natural Liquids and Gases in a Porous Medium / L.S. Leibenzon. M.: OGIZ, 1947. 244 p.
  12. Fancher G.H. Flow of Simple Fluids Through Porous Materials / G.H. Fancher, J.A. Lewis // Ind. Eng. Chem. 25. 1933. 1139-47
  13. Firoozabadi A. An Analysis of High Velocity Gas Flow Through Porous Media / A. Firoozabadi, D.L. Katz, J. Pet. Tech. 1979. 211-16
  14. Wong S.W. Effect of liquid saturation on turbulence factors for gas liquid systems. Journ. of Can. Petr. Tech. 1970. 274-278.
  15. Li, D. Literature review on correlation of the non-Darcy coefficient / D. Li, T.W. Engler // SPE – 2001. SPE-70015-MS DOI:10.2118/70015-MS.
  16. Friedel T. Investigation of non-Darcy flow in tight-gas reservoirs with fractured wells // Torsten Friedel, Hans-Dieter Voigt / Elsevier Journal of Petroleum Science and Engineering 54. 2006 P. 112–128
  17. A. F. van Everdingen and W. Hurst. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. Trans. AIME, Vol. 186, 1949. P. 305–324.
  18. Yildiz, T. Assessment of Total Skin Factor in Perforated Wells / T. Yildiz, – 2013. SPE–82249 MS DOI: 10.2118/82249-MS.
  19. Erarsian S. Non-Darcy Flow Behavior in Partially Penetrating Gas Wells / S. Erarsian; C. Ayan; W.J. Lee, 1991. SPE-21401-MS DOI: 10.2118/21401-MS.
  20. Gomes E. Analytical Expressions for Pseudoskin for Partially Penetrating Wells Under Various Reservoir Conditions / Edmond Gomes, A.K. Ambastha. 1993. SPE-26484-MS DOI: 10.2118/26484-MS.
  21. Saidikowski R. M. Numerical Simulations of The Combined Effects of Wellbore Damage and Partial Penetration / Ronald M. Saidikowski. 1973. SPE-8204-MS DOI: 10.2118/8204-MS.
  22. M.F. Hawkins, Jr. A note on the skin effect. Trans. AIME. Vol. 207, 1956. P. 356–57.

Поступило в редакцию 21.09.2021,  
принята к публикации 30.11.2021.

### **Об авторах**

**Верзбицкий** Вячеслав Владимирович старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский Федеральный университет Scopus ID: 57223113471, телефон: 8(905)410-48-58. E-mail: vverzhbitckii@ncfu.ru

**Щекин** Александр Иванович, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский Федеральный университет Scopus ID: 24482061700, телефон: 8(962) 017-41-79. E-mail: ashchekin@ncfu.ru

**Шестерикова** Раиса Егоровна, доктор технических наук, профессор кафедры химической технологии, Северо-Кавказский Федеральный университет Scopus ID: 24482061700, телефон: 8(962) 440-64-08. E-mail: rshesterikova@ncfu.ru

### **About the authors**

**Verzhbitsky** Vyacheslav Vladimirovich, Senior Lecturer of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Oil and Gas Institute, North-Caucasus Federal University Scopus ID: 57223113471, tel: 8(905)410-48-58. E-mail: vverzhbitckii@ncfu.ru

**Shchekin** Alexander Ivanovich, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Oil and Gas Institute, North-Caucasus Federal University Scopus ID: 24482061700, tel: 8(962) 017-41-79. E-mail: ashchekin@ncfu.ru

**Shesterikova** Raisa Egorovna, Doktor of Technical Sciences, professor of Department of Chemical Technology, North-Caucasus Federal University tel: 8(962) 440-64-08 E-mail: rshesterikova@ncfu.ru